



TESIS BM185407

**ANALISA DAMPAK PERCEPATAN PRODUKSI
TERHADAP PERFORMANSI FINANSIAL
PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS
BUMI LAPANGAN DELTA**

DITA KHAIRINA IRWANDI
9114201515

DOSEN PEMBIMBING
NANI KURNIATI, ST., MT., Ph.D

DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN INDUSTRI
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2019

[Halaman ini sengaja dikosongkan]



TESIS BM185407

**ANALISA DAMPAK PERCEPATAN PRODUKSI
TERHADAP PERFORMANSI FINANSIAL
PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS
BUMI LAPANGAN DELTA**

**DITA KHAIRINA IRWANDI
9114201515**

**DOSEN PEMBIMBING
NANI KURNIATI, ST., MT., Ph.D**

**DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN INDUSTRI
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2019**

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

LEMBAR PENGESAHAN


Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:


DITA KHAIRINA IRWANDI
NRP. 9114201515

Tanggal Ujian : 12 Januari 2019
Periode Wisuda : Maret 2019

Disetujui oleh:

1. 
Nani Kurniati, ST, MT, Ph.D.
NIP. 19750408199802200

(Pembimbing)

2. 
Dr. Ir. Mokh. Suef, MSc (Eng)
NIP. 196506301990031002

(Penguji)

3. 
Dyah Santhi Dewi, ST, MEngSc, Ph.D
NIP. 197208251998022001

(Penguji)

Dekan Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi,


Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc
NIP. 195903181987011001

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

ANALISA DAMPAK PERCEPATAN PRODUKSI TERHADAP PERFORMANSI FINANSIAL PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS BUMI LAPANGAN DELTA

Nama : Dita Khairina Irwani
NRP : 9114.201.515
Dosen Pembimbing : Nani Kurniati, ST., MT, Ph.D

ABSTRAK

Lapangan Delta adalah salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang dikembangkan oleh PT. Alpha. Pemerintah melihat adanya potensi untuk mengembangkan lapangan Delta lebih lanjut dengan penambahan pengeboran sumur produksi. Pengembangan lapangan Delta tersebut dapat dilakukan dengan percepatan tanpa menunggu fasilitas produksi permanen selesai dibangun. Pada percepatan produksi ini dibutuhkan penambahan *item* fasilitas produksi secara modular. Namun dari sisi perusahaan, PT. Alpha melihat percepatan ini belum tentu menguntungkan secara teknis maupun keekonomian. Dengan cadangan minyak dan gas yang tetap, percepatan produksi bisa jadi menyebabkan produksi dari lapangan Delta tidak dapat mencapai akhir dari kontrak di tahun 2035 atau produksi di tahun-tahun terakhir terlalu rendah sehingga ada biaya yang tidak di-*cost recovery*. Selain itu, percepatan produksi menyebabkan adanya biaya tambahan.

Pada penelitian ini disimulasikan kondisi dilakukannya percepatan produksi dan produksi normal. Performansi finansial *incremental* kedua opsi tersebut dibandingkan, baik dari horizon perencanaan secara keseluruhan maupun difokuskan pada tahun-tahun terakhir dari masa *Production Sharing Contract*. Selain itu, analisa sensitivitas juga akan dilakukan pada opsi terpilih untuk melihat bagaimana berbagai parameter mempengaruhi performansi finansialnya.

Berdasarkan performansi finansialnya, baik percepatan produksi maupun produksi normal layak dilaksanakan. Namun ternyata hasil penelitian menunjukkan hasil yang bertentangan dengan ekspektasi Pemerintah maupun PT. Alpha.

Kata Kunci : Performansi Finansial, Percepatan Produksi, *Plan of Development*, Minyak dan Gas Bumi, Analisa *Incremental*

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

ANALYSIS OF THE IMPACT OF PRODUCTION ACCELERATION ON FINANCIAL PERFORMANCE OF DELTA OIL FIELD DEVELOPMENT

Name : Dita Khairina Irwani
NRP : 9114.201.515
Supervisor : Nani Kurniati, ST., MT, Ph.D

ABSTRACT

Delta Field is one of the oil and gas fields developed by PT. Alpha. The government sees the potential to further develop the Delta field with the addition of production well drilling. The development of the Delta field can be done by acceleration without waiting for the permanent production facilities to be completed. In this production acceleration, it is necessary to add items to modular production facilities. But from the company side, PT. Alpha sees this acceleration is not necessarily profitable both technically and economically. With fixed oil and gas reserves, the acceleration of production may cause production from the Delta field to not reach the end of the contract in 2035 or production in recent years is too low so there are costs that are not cost recovery. In addition, the acceleration of production causes additional costs.

In this study the conditions for accelerating normal production and production were simulated. The incremental financial performance of the two options is compared, both from the planning horizon as a whole and focused on the last years of the Production Sharing Contract period. In addition, sensitivity analysis will also be carried out on selected options to see how various parameters affect their financial performance.

Based on its financial performance, both the acceleration of production and normal production are feasible but it turns out the results of the study show results that are contrary to the expectations of the Government and PT. Alpha.

Keywords: Financial Performance, Acceleration of production, Plan of Development, Oil and Gas, Incremental Analysis

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT. Tuhan sekalian alam karena berkah rahmat dan hidayah-Nya, penulis dapat menyelesaikan Thesis yang berjudul, “ANALISA DAMPAK PERCEPATAN PRODUKSI TERHADAP PERFORMANSI FINANSIAL PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DAN GAS BUMI LAPANGAN DELTA”.

Penulis juga ingin mengucapkan terima kasih atas segala bentuk dukungan dan doa sehingga penelitian ini dapat terselesaikan dengan baik. Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada :

- Ibu Nani Kurniati, ST., MT., Ph.D sebagai Dosen Pembimbing
- Seluruh dosen dan staf MMT ITS
- Keluarga saya yang selalu mendukung saya dan memberikan semangat
- Teman angkatan saya di MMT ITS yang tak pernah lelah mengingatkan saya untuk meneruskan kuliah.

Saya sadar thesis ini jauh dari sempurna, sehingga perlu saran dan kritik yang membangun dari pembaca. Semoga penelitian ini dapat memberikan bantuan bagi orang lain.

Surabaya, November 2019

Penulis

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	7
1.3 Tujuan Penelitian.....	7
1.4 Manfaat Penelitian.....	7
1.5 Batasan Masalah	7
BAB II KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	9
2.1 Pengembangan Lapangan Migas.....	9
2.1.1 Perencanaan Pengembangan Lapangan Migas.....	9
2.1.2 Development.....	11
2.1.3 Tahap Produksi	12
2.2 Production Sharing Contract dan Cost Recovery	13
2.3 Skema Cost Recovery	14
2.3.1 Pendapatan Kotor / Revenue	16
2.3.2 First Tranche Petroleum (FTP).....	16
2.3.3 Cost Recovery.....	17
2.3.3.1 Biaya Eksplorasi (<i>Exploration Expenditures</i>).....	17
2.3.3.2 Biaya Pengembangan (<i>Development Expenditures</i>)	18
2.3.3.3 Biaya Produksi (<i>Production Expenditures</i>).....	18
2.3.3.4 Biaya Kapital (<i>Capital Cost / Tangible Cost</i>)	18
2.3.3.5 Biaya Non Kapital (<i>Non Capital Cost / Intangible Cost</i>)	21
2.3.3.6 Biaya Operasi (<i>Operating Cost</i>).....	21

2.3.3.7 Unrecovered Cost	21
2.3.4 Equity to be split (ETS).....	22
2.3.5 Domestic Marketing Obligation (DMO).....	22
2.3.6 Pajak.....	22
2.3.7 Government dan Contractor Share	23
2.4 Parameter Profitabilitas Investasi	23
2.5 Analisa Sensitivitas	26
2.6 Proyeksi Produksi	27
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	31
3.1 Tahap Penelitian Awal.....	33
3.2 Tahap Penyusunan Base Case	34
3.3 Tahap Analisa	34
3.3.1 Penyusunan Skenario Pengembangan Lapangan.....	34
3.3.2 Perhitungan Performansi Finansial dan Pengambilan Rekomendasi Keputusan.....	35
3.3.3 Analisa Sensitivitas.....	36
3.4 Tahap Penarikan Kesimpulan	36
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	37
4.1 Penyusunan Base Case	37
4.1.1 Pengumpulan Data	37
4.1.1.1 Realisasi Produksi	37
4.1.1.2 Realisasi Revenue.....	38
4.1.1.3 Realisasi Biaya Pemboran dan Workover	39
4.1.1.4 Realisasi Biaya Fasilitas Produksi	39
4.1.1.5 Realisasi Biaya Fasilitas Produksi	41
4.1.2 History Matching dan Forecasting Produksi	42
4.1.3 Proyeksi Aliran Kas dan Performansi Finansial Base Case	45
4.2 Penyusunan Skenario Pengembangan	62
4.2.1 Skenario 1 (3 Sumur Pengeboran)	65
4.2.2 Skenario 2 (2 Sumur Pengeboran)	69
4.2.3 Skenario 3 (1 Sumur Pengeboran)	73
4.3 Analisa Peformansi Finansial Skenario Pengembangan	77

4.4Analisa Sensitivitas Skenario Terpilih	80
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	85
DAFTAR PUSTAKA	87
LAMPIRAN	89

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Biaya Test Unit dan Tanki	6
Tabel 2.1 Persamaan Decline Curve	29
Tabel 4.1 Realisasi Revenue	38
Tabel 4.2 Realisasi Pemboran	39
Tabel 4.3 Realisasi Workover	39
Tabel 4.4 Realisasi Biaya Sewa Fasilitas	41
Tabel 4.5 <i>Decline</i> sumur lapangan Delta	43
Tabel 4.6 Realisasi dan proyeksi biaya lapangan Delta	46
Tabel 4.7 Performansi finansial <i>base case</i>	57
Tabel 4.8 Performansi finansial <i>base case</i> dengan penyesuaian horizon perencanaan	62
Tabel 4.10 Performansi finansial skenario 1	69
Tabel 4.11 Performansi finansial skenario 2	73
Tabel 4.12 Performansi finansial skenario	77
Tabel 4.13 Hasil perhitungan performansi finansial skenario pengembangan lapangan	78

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Ilustrasi Reservoir Minyak	1
Gambar 1.2. Tiga Tahap Utama Pengembangan Lapangan Migas.....	2
Gambar 2.1 Alur Proses Produksi Minyak	13
Gambar 2.2 Skema Cost Recovery	16
Gambar 2.3 Diagram faktor yang mempengaruhi pengembangan lapangan migas	23
Gambar 2.4 Jenis Decline Curve	29
Gambar 3.1 Diagram Interaksi Pengembangan Lapangan Migas.....	32
Gambar 3.2 Tahapan Penelitian	33
Gambar 4.1 Realisasi produksi lapangan Delta	37
Gambar 4.2 Diagram Alir Fasilitas Produksi Lapangan Delta	40
Gambar 4.3 History matching dan forecasting produksi sumur Delta-1	42
Gambar 4.4 Forecast produksi minyak lapangan Delta	44
Gambar 4.5 Forecast produksi gas lapangan Delta.....	44
Gambar 4.6 Profil aliran kas PT. Alpha dan Pemerintah.....	52
Gambar 4.7. Ringkasan perhitungan aliran kas	58
Gambar 4.8 Profil aliran kas base case dengan penyesuaian horizon perencanaan	59
Gambar 4.9 Barchart pengeboran 6 skenario pengembangan.....	65
Gambar 4.10 Proyeksi produksi minyak Skenario 1a.....	65
Gambar 4.11 Proyeksi produksi minyak Skenario 1b	66
Gambar 4.12 Profil aliran kas skenario 1a incremental	67
Gambar 4.13 Profil aliran kas skenario 1a keseluruhan.....	67
Gambar 4.14 Profil aliran kas skenario 1b incremental	68
Gambar 4.15 Profil aliran kas skenario 1b keseluruhan	68
Gambar 4.16 Proyeksi produksi minyak Skenario 2a.....	69
Gambar 4.17 Proyeksi produksi minyak Skenario 2b	70
Gambar 4.18 Profil aliran kas skenario 2a incremental	71
Gambar 4.19 Profil aliran kas skenario 2a keseluruhan.....	71

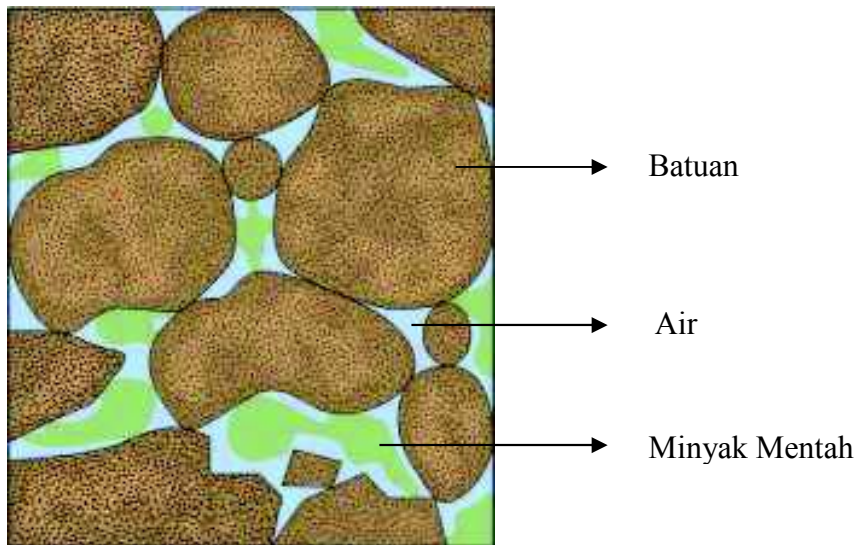
Gambar 4.20 Profil aliran kas skenario 2b incremental	72
Gambar 4.21 Profil aliran kas skenario 2b keseluruhan.....	72
Gambar 4.22 Proyeksi produksi minyak Skenario 3a	73
Gambar 4.23 Proyeksi produksi minyak Skenario 3b	74
Gambar 4.24 Profil aliran kas skenario 3a incremental.....	75
Gambar 4.25 Profil aliran kas skenario 3a keseluruhan	75
Gambar 4.26 Profil aliran kas skenario 3b incremental	76
Gambar 4.27 Profil aliran kas skenario 3b keseluruhan.....	76
Gambar 4.28 Analisa sensitivitas terhadap NPV PT. Alpha incremental	80
Gambar 4.29 Analisa sensitivitas terhadap IRR PT. Alpha incremental.....	81
Gambar 4.30 Analisa sensitivitas terhadap Government Share incremental.....	81
Gambar 4.31 Analisa sensitivitas terhadap NPV PT. Alpha keseluruhan.....	82
Gambar 4.32 Analisa sensitivitas terhadap IRR PT. Alpha keseluruhan	83
Gambar 4.33 Analisa sensitivitas terhadap Government Share keseluruhan	83

BAB I

PENDAHULUAN

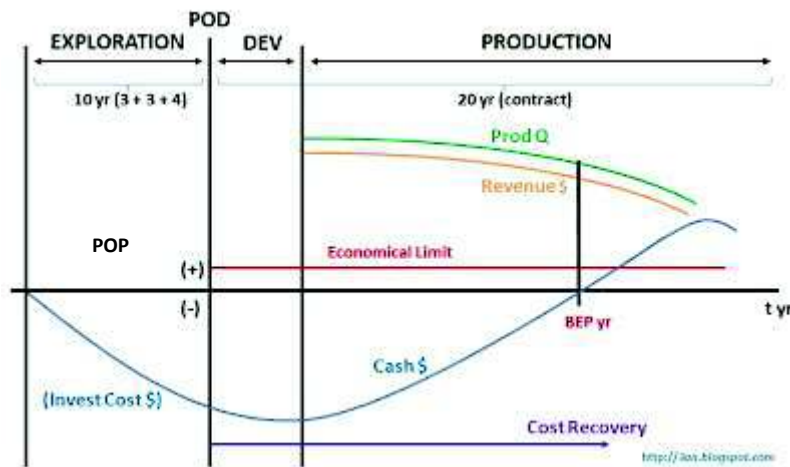
1.1 Latar Belakang

Minyak mentah dan gas bumi merupakan komoditi utama di industri hulu migas. Minyak mentah bersama air dan gas (disebut fluida) berada di perut bumi dan tersimpan di dalam reservoir. Reservoir merupakan suatu lapisan di perut bumi yang terbentuk dari sedimentasi (tumpukan) batuan, dimana sela-sela batuan tersebut (disebut porositas) mengandung fluida. Setiap reservoir memiliki kandungan minyak mentah dengan karakteristik yang berbeda-beda. Perbedaan ini dipengaruhi oleh berbagai faktor, misalnya jenis *source rock*, tekanan, temperatur, lingkungan pengendapan, komposisi fluida, dll. Susunan dari reservoir (batuan dan fluida) diilustrasikan pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1 Ilustrasi Reservoir Minyak (Exploration & Production Geology)

Pengembangan sebuah lapangan minyak dan gas di Indonesia terdiri atas tiga tahap utama, yakni tahap *Exploration*, *Development* dan *Production*. Ilustrasi ketiga tahap tersebut dicerminkan pada gambar 1.2.



Gambar 1.2. Tiga Tahap Utama Pengembangan Lapangan Migas (Trian Hendro A., 2010)

Eksplorasi adalah tahap awal untuk menemukan prospek atau potensi cadangan migas. Kontraktor Kontrak Kerjasama (KKKS, yakni perusahaan migas) mendapatkan lapangan Eksplorasi dari pembelian kontrak kandidat lapangan migas yang ditawarkan pemerintah (SKK Migas). Pada tahap eksplorasi ini, KKKS diberikan waktu 10 tahun untuk melakukan eksplorasi. KKKS mempunyai keharusan untuk mengeluarkan biaya investasi yang besar dimana resiko sepenuhnya ditanggung KKKS. Kewajiban KKKS untuk melakukan aktivitas eksplorasi akan dievaluasi oleh pemerintah 3 tahun pertama (komitmen pasti), 3 tahun kedua (komitmen lanjutan), dan 4 tahun terakhir (komitmen tambahan) (Hendro, 2010).

Dalam waktu eksplorasi tersebut, KKKS bisa menyerahkan kembali prospek tersebut termasuk semua data yang didapat selama aktivitas eksplorasi kepada Pemerintah. Atau jika selambatnya 10 tahun KKKS tidak berhasil menemukan potensi lapangan migas, maka lapangan tersebut (termasuk data) wajib diserahkan kembali ke pemerintah. Sebaliknya, jika prospek tersebut terbukti mempunyai potensi untuk dieksploitasi, maka tahap berikutnya adalah penyusunan POD (Plan of Development) lapangan /blok migas yang diajukan KKKS kepada pemerintah (Menteri ESDM). Secara khusus, tujuan POD adalah melihat tingkat keekonomian sebuah blok migas. Dengan disetujuinya POD, maka KKKS

memasuki tahap *Development* serta skema *Cost Recovery* mulai berlaku. Artinya, semua biaya eksplorasi akan diganti oleh Negara melalui skema bagi hasil PSC (*Production Sharing Contract*). Bagi pemerintah, POD adalah sebuah langkah kritikal pengambilan keputusan migas karena menyangkut pendapatan atau kerugian negara di masa datang.

Pada tahun 2017, produksi energi fosil minyak bumi tercatat mengalami penurunan sebesar 20-25% per tahun. Hal inilah yang harus dijaga agar penurunan tersebut setidaknya bisa dijaga di bawah angka 25% dengan eksplorasi dari penemuan cadangan-cadangan baru. Di lain sisi, Pemerintah menugaskan SKK Migas untuk bisa mencapai target produksi minyak dan gas tahun 2018 sebesar 2 juta barrel ekuivalen setiap harinya yang terdiri dari produksi minyak sebesar 800 ribu barrel per hari dan produksi gas sebesar 1.2 juta barrel ekuivalen per hari.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan bahan bakar minyak dalam negeri, SKK Migas memiliki kebijakan untuk mempercepat produksi minyak dari suatu lapangan yang disebut POP (*Put on Production*). POP adalah rencana atau usaha untuk memproduksi minyak dan/atau gas dari sumur temuan eksplorasi pada Wilayah Kerja Produksi dengan *tie-in* kepada fasilitas produksi yang sudah ada di sekitarnya (*existing facilities*). Jika dikemudian hari perkembangan kegiatan dari POP meningkat (memerlukan tambahan sumur, pembangunan fasilitas produksi permanen, dan lain-lain), maka POP semula dapat diusulkan menjadi POD.

Faktor yang sangat berpengaruh terhadap profit yang dihasilkan dari memproduksi suatu lapangan adalah *revenue* dan biaya. *Revenue* didapatkan dari penjualan minyak dan gas. Dari segi *revenue*, hal yang membedakan antara POP dan POD adalah percepatan produksi dengan POP sehingga *revenue* juga didapatkan dengan lebih cepat. Sedangkan dari segi biaya, komponen yang umumnya ada di POP dan POD adalah biaya pemboran, *workover*, fasilitas produksi, ASR (*Abandonment and Site Restroration*), dan biaya operasi. Biaya pemboran dan *workover* umumnya hampir sama untuk POP dan POD. Biaya fasilitas produksi akan berbeda karena pada POP memanfaatkan fasilitas produksi sementara (biasanya sewa) dan di-*tie in* ke fasilitas produksi *existing*. Perbedaan biaya ASR dapat terjadi karena lokasi sumur yang berupa *cluster* dan desain fasilitas produksi. Biaya operasi akan berbeda karena terdapat biaya sewa dan

maintenance untuk fasilitas produksi POP, sedangkan pada POD yang berawal dari POP, biaya sewa fasilitas produksi hanya ada sampai fasilitas produksi permanen selesai dibangun.

Sejak tahun 2005, perusahaan dimana penelitian ini dilaksanakan untuk selanjutnya disebut PT. Alpha mendapatkan 95 persetujuan POD/POFD dan 34 persetujuan POP dari pemerintah dengan status per Juni 2018 yaitu 3 POP masih berproduksi, 29 POP sudah berubah menjadi POD, dan 2 POP berhenti produksi (SKK Migas, 2018). Dengan kata lain, 30% dari persetujuan POD/POFD yang didapatkan bermula dari persetujuan POP. Adanya POP di suatu lapangan akan mempercepat produksi pada awal pengembangan lapangan tersebut, serta mempercepat pengembalian modal (*cost recovery*) yang diterima KKKS. Namun jika dilihat dalam jangka panjang, keberadaan POP di suatu lapangan belum tentu menghasilkan profit yang diharapkan. Dengan besarnya persentase persetujuan POD yang bermula dari persetujuan POP, tentunya hal ini akan berdampak pada finansial PT. Alpha secara umum.

PT. Alpha memiliki 4 lapangan aktif di provinsi Jawa Timur, yaitu Delta (6 sumur), Kenari (200 sumur), Siera (36 sumur), dan Tango (3 sumur). Lapangan Delta, Kenari, dan Siera sudah dikembangkan dengan POD, sedangkan Tango dikembangkan dengan POP. Lapangan di PT. Alpha yang akan menjadi objek dalam penelitian ini adalah lapangan Delta dimana lapangan merupakan salah satu lapangan dengan persetujuan POD yang bermula dari persetujuan POP. Pada awalnya, PT. Alpha mendapatkan satu persetujuan POP untuk lapangan ini, yaitu pada sumur Delta-1. Sumur Delta-1 diproduksi sejak Juli 2013 dengan menggunakan fasilitas produksi sewa yang *tie-in* ke fasilitas produksi permanen di lapangan Kenari. Sembari memproduksi sumur Delta-1, PT. Alpha juga melakukan pemboran di 2 sumur eksplorasi lainnya, Delta-2 dan Delta 3. Dengan menggunakan data yang didapatkan dari 3 sumur tersebut, PT. Alpha mengajukan POD untuk lapangan Delta dan disetujui oleh Pemerintah. PT. Alpha kembali melakukan pemboran di 3 sumur minyak, sehingga total jumlah sumur yang dibor di lapangan Delta adalah 6 sumur minyak. Saat ini, 5 dari 6 sumur yang dibor berproduksi minyak, sedangkan 1 sumur *dry hole* (tidak menghasilkan minyak maupun gas). Kelima sumur tersebut masih diproduksi dengan menggunakan

fasilitas produksi sewa karena fasilitas produksi permanen masih belum selesai dibangun. Fasilitas produksi permanen direncanakan dapat digunakan pada Agustus 2019.

Merujuk pada lapangan-lapangan di sekitarnya yang dapat berproduksi dengan sumur yang lebih banyak, Pemerintah melihat adanya potensi untuk mengembangkan lapangan Delta lebih lanjut dengan penambahan pengeboran sumur produksi. Bagi Pemerintah, probabilitas pengeboran sumur menghasilkan minyak dan gas di lapangan Delta lebih besar dibandingkan eksplorasi lapangan baru. Selain itu, biaya yang dikeluarkan untuk pemboran sumur eksploitasi lebih rendah dibandingkan sumur eksplorasi karena parameter *subsurface*-nya sudah diketahui sehingga tidak dibutuhkan spesifikasi peralatan yang lebih tinggi selayaknya yang digunakan di pengeboran sumur eksplorasi. Pengembangan lapangan Delta tersebut dapat dilakukan dengan percepatan produksi. Percepatan produksi yang dimaksud adalah penambahan jumlah sumur tanpa menunggu fasilitas produksi permanen selesai dibangun. Pada percepatan produksi ini dibutuhkan penambahan beberapa *item* fasilitas produksi secara modular.

Namun dari sisi perusahaan, PT. Alpha melihat percepatan ini belum tentu menguntungkan secara teknis maupun keekonomian. Dengan cadangan minyak dan gas yang tetap, percepatan produksi bisa jadi menyebabkan produksi dari lapangan Delta tidak dapat mencapai akhir dari PSC di tahun 2035 atau produksi di tahun-tahun terakhir terlalu rendah sehingga *revenue*-nya lebih kecil dari biaya yang dikeluarkan, sedangkan investasi yang sudah dikeluarkan didepresiasi sampai akhir PSC. Artinya, apabila pada tahun-tahun terakhir tidak ada *revenue* yang didapatkan dari produksi minyak dan gas atau *revenue* yang terlalu rendah, ada biaya yang tidak di-*cost recovery* sehingga mengurangi profit yang seharusnya didapatkan PT. Alpha. Selain itu, percepatan produksi akan menyebabkan adanya biaya tambahan dari sewa fasilitas produksi. Dengan asumsi tidak ada perubahan spesifikasi peralatan pada kontrak fasilitas produksi, tabel 1.1 menggambarkan bagaimana penambahan sumur berpengaruh terhadap fasilitas produksi yang digunakan.

Tabel 1.1 Biaya Test Unit dan Tanki

Jumlah Sumur Prod	Jumlah Test Unit	Biaya Test Unit (\$)	Jumlah Tanki	Biaya Tanki (\$)
1	1	170	3	1500
2	2	340	5	2500
3	3	510	6	3000
4	3	510	8	4000
5	3	510	10	5000
6	3	510	11	5500
7	3	510	13	6500
8	3	510	14	7000
9	3	510	16	8000
10	3	510	17	8500

Sumber : PT. Alpha

Bagaimana profit yang dihasilkan dari suatu pengembangan lapangan dapat dicerminkan dari performansi finansialnya. Performansi finansial yang digunakan dalam pengembangan lapangan minyak dan bumi didasarkan pada pedoman tata kerja No. PTK-037/SKKMA0000/2017/S0 (Revisi-1) tentang *Plan of Development* (POD), dengan ketentuan sebagai berikut:

- Untuk Pemerintah berupa *government share* dan *Present Value (PV) GOI Share*, dan presentase pendapatan pemerintah terhadap *gross revenue*. Pengembangan lapangan dianggap menguntungkan apabila *government share* dan *present value (PV) GOI* positif.
- Untuk KKKS berupa *contractor share*, presentase *contractor share* terhadap *revenue*, NPV, dan IRR. Pengembangan lapangan dianggap menguntungkan apabila *contractor share* dan NPV positif serta $IRR > MARR$.

Pada penelitian ini akan mencoba mensimulasikan kondisi dilakukannya percepatan produksi (dilakukan pengeboran sebelum fasilitas produksi permanen selesai dibangun) dan produksi normal (pengeboran dilakukan setelah fasilitas produksi permanen selesai dibangun). Performansi finansial kedua opsi tersebut akan dibandingkan, baik dari horizon perencanaan secara keseluruhan maupun difokuskan pada tahun-tahun terakhir dari masa PSC. Selain itu, analisa sensitivitas

juga akan dilakukan pada opsi terpilih untuk melihat bagaimana berbagai parameter mempengaruhi performansi finansialnya.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang masalah yang telah dijelaskan, maka rumusan masalah pada penelitian ini adalah :

1. Bagaimana performansi finansial pengembangan lapangan baik dengan percepatan produksi (opsi 1) atau produksi normal (opsi 2)
2. Apakah percepatan produksi layak dilaksanakan
3. Apa saja faktor-faktor yang mempengaruhi performansi finansial opsi yang dipilih.

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan permasalahan di atas, maka tujuan penelitian ini dapat diuraikan sebagai berikut:

1. Menghitung performansi finansial pengembangan lapangan baik dengan percepatan produksi (opsi 1) atau produksi normal (opsi 2)
2. Menentukan kelayakan finansial kedua opsi
3. Melakukan analisa sensitivitas terhadap opsi yang dipilih

1.4 Manfaat Penelitian

Dengan disusunnya penelitian ini, diharapkan dapat membantu pekerja di dunia perminyakan, khususnya yang berkaitan dengan perencanaan dengan :

1. Memberikan pertimbangan tambahan dalam pengambilan keputusan opsi percepatan produksi di lapangan Delta
2. Menjadi referensi percepatan produksi untuk lapangan-lapangan berikutnya.

1.5 Batasan Masalah

Penelitian ini dilaksanakan berdasarkan data pengembangan di lapangan Delta PT. Alpha dengan batasan-batasan sebagai berikut:

1. Penelitian difokuskan pada lapangan Delta, PT. Alpha dengan jumlah sumur awal sebanyak 6 sumur.
2. Skenario simulasi yang digunakan tidak berpengaruh terhadap performa produksi sumur dan performa bawah tanah. Produksi awal dan *decline* dari semua sumur dianggap sama agar performansi finansialnya dapat dibandingkan.
3. Tidak ada perubahan spesifikasi peralatan pada kontrak fasilitas produksi

BAB II

KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Pada bab ini dijelaskan tentang tahapan yang dilakukan pada saat perencanaan dan pelaksanaan pengembangan suatu lapangan migas, bagaimana kontrak dan sistem bagi hasil di bidang migas, serta parameter profitabilitas dari pengembangan lapangan migas.

2.1 Pengembangan Lapangan Migas

Rangkaian kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi (migas) diawali dengan kegiatan eksplorasi yang penuh ketidakpastian dan membutuhkan biaya besar. Setelah pengeboran sumur eksplorasi berhasil menemukan cadangan migas yang ekonomis untuk dikomersialkan, kontraktor kontrak kerja sama (KKKS) memasuki fase pengembangan lapangan. Ada 3 tahapan besar yang harus dilalui pada pengembangan suatu lapangan migas, yaitu perencanaan, *development*, dan produksi.

2.1.1. Perencanaan Pengembangan Lapangan Migas

Pada tahap perencanaan pengembangan lapangan migas, KKKS merencanakan proses pengurusan cadangan migas ke permukaan bumi dengan melakukan studi GGR (Geologi, Geofisika, dan Reservoir) dan Pre-FEED. Studi GGR dilakukan dengan mengevaluasi geologi dan geofisika (konsep *petroleum system*, struktur geologi, korelasi sumur dan interpretasi seismik), pemodelan geologi reservoir, perhitungan cadangan dan proyeksi produksi. *Pre – Front End Engineering Design* (Pre-FEED) dilakukan dengan merumuskan dan memilih konsep pengembangan lapangan minyak dan gas bumi yang terdiri dari rekayasa desain fasilitas produksi sesuai kaidah teknis, *safety* dan aspek lingkungan yang baik untuk menghasilkan beberapa skenario pengembangan lapangan beserta perkiraan biayanya. (SKK Migas, 2017)

Perencanaan pengembangan lapangan migas tersebut dituangkan dalam sebuah dokumen yang disebut *Plan of Development* ("POD"). *Plan of Development* merupakan rencana pengembangan satu atau lebih lapangan migas secara terpadu

(*integrated*) untuk mengembangkan/ memproduksi cadangan hidrokarbon secara optimal dengan mempertimbangkan aspek teknis, ekonomis, dan HSE. POD pertama yang diajukan KKKS atau POD I merupakan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali dalam suatu WK.

POD I diajukan KKKS ke Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) untuk dievaluasi. Dari hasil evaluasi terhadap POD I, SKK Migas memberikan rekomendasi ke Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). Dalam memberikan persetujuan, Menteri ESDM juga harus berkonsultasi dengan pemerintah daerah tempat suatu WK berada.

Persetujuan yang dikeluarkan Menteri ESDM terhadap POD I menandai perubahan status suatu wilayah kerja (WK) dari WK eksplorasi menjadi WK produksi. Persetujuan tersebut juga menjadi lampu hijau bagi kontraktor KKS untuk mulai memproduksi cadangan migas yang telah ditemukan. Mengacu pada UU Nomor 22 Tahun 2001, kontraktor KKS wajib mengembalikan seluruh WK ke Menteri ESDM setelah mendapatkan persetujuan POD I apabila kontraktor KKS tidak melaksanakan kegiatan yang telah direncanakan dalam jangka waktu paling lama 5 tahun sejak berakhirnya masa eksplorasi.

Selain POD I, ada beberapa jenis POD lainnya yang dapat diajukan oleh KKKS, yaitu: (SKK Migas, 2017)

a. *Plan of Development* Kedua dan seterusnya (POD-II, dst)

POD Kedua dan seterusnya adalah rencana pengembangan lapangan berikutnya, yaitu setelah suatu KKKS mendapat persetujuan POD I dalam suatu Wilayah Kerja. Rencana pengembangan lapangan tersebut meliputi lapangan yang sudah dalam periode pengembangan. POD Kedua dan seterusnya disetujui oleh Kepala SKK Migas.

b. *Plan of Further Development* (POFD)

POFD adalah rencana pengembangan lanjut suatu lapangan yang sudah pernah berproduksi pada struktur yang sama, dimana semua kegiatan pembangunan fasilitas produksi dan pemboran dalam POD yang sudah disetujui sebelumnya telah dilaksanakan. Skenario pengembangan yang diusulkan dalam POFD tidak berbeda dari POD sebelumnya hanya penambahan kegiatan yang tidak tercakup dalam POD sebelumnya.

Sedangkan untuk lapangan -lapangan lama yang sudah berproduksi dan tidak ada POD nya, rencana pengembangan selanjutnya diajukan dalam bentuk POFD

c. *Put On Production (POP)*

POP adalah rencana atau usaha untuk memproduksi minyak dan/atau gas dari sumur temuan eksplorasi pada Wilayah Kerja Produksi dengan tie-in kepada fasilitas produksi yang sudah ada di sekitarnya (existing facilities). Jika dikemudian hari perkembangan kegiatan dari POP meningkat (memerlukan tambahan sumur, pembangunan fasilitas produksi permanen, dll), maka POP semula dapat diusulkan menjadi POD.

Tahapan perencanaan pengembangan lapangan diakhiri dengan disetujuinya POD. Setelah POD disetujui, KKKS dapat meneruskan ke tahap berikutnya, yaitu tahapan konstruksi

2.1.2. *Development*

Pada tahap *development*, ada 2 kegiatan utama yang dilakukan, yaitu persiapan sumur dan konstruksi fasilitas produksi. Persiapan sumur dilakukan dengan kegiatan pemboran dan *workover*. Pemboran sumur adalah proses pembuatan lubang tegak atau miring atau horizontal sebagai penghubung antara reservoir dan permukaan. Sedangkan *workover* adalah setiap pekerjaan yang dilakukan untuk mengganti, mengubah atau mengolah zona produktif pada reservoir untuk mencapai interval produksi yang cukup lama atau meningkatkan produksi. Mengubah zona produksi dapat dilakukan dengan cara *reopening* sumur, re-kompleksi ke zona lain, re-kompleksi pada zona yang sama tetapi interval perforasi berbeda, dan memperbaiki kegagalan penyemenan casing.

Konstruksi fasilitas produksi terdiri dari 2 tahap, yaitu FEED dan EPCI. *Front End Engineering Design (FEED)* adalah *basic engineering* yang dilakukan setelah selesainya *Conceptual Design* atau *Feasibility Study*. Pada tahap ini, berbagai studi dilakukan untuk mencari tahu masalah teknis dan memperkirakan biaya investasi secara kasar. Produk dari aktivitas ini disebut *FEED Package*. *FEED Package* berisi dokumen yang akan menjadi dasar dari penawaran kontrak EPCI.

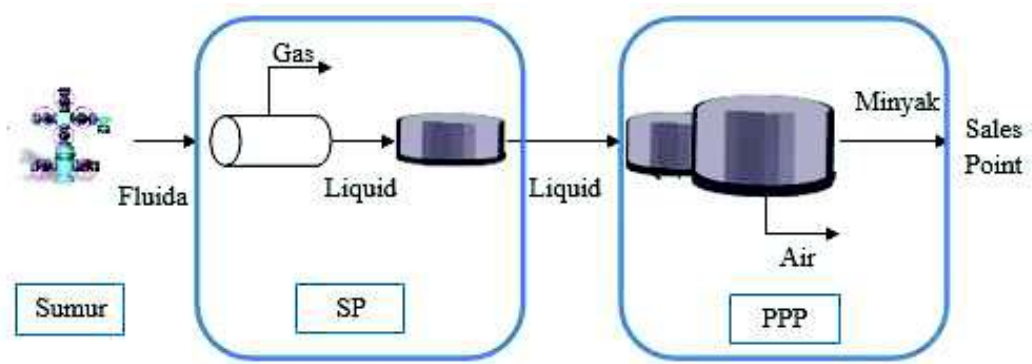
Dalam kontrak EPCI (*Engineering, Procurement, Construction, Installation*), KKKS akan melakukan rekayasa (*engineering*) dari suatu fasilitas produksi, melakukan pembelian (*procurement*) barang-barang dan peralatan yang terkait dan kemudian mendirikan/membangun (*construction*) serta menginstalasi (*installation*) fasilitas produksi tersebut.

Setelah sumur dan fasilitas produksi siap dimanfaatkan, KKKS akan memasuki tahap produksi.

2.1.3. Tahap Produksi

Pada tahap ini, sumur migas mulai diproduksi (*onstream*). Fluida yang dihasilkan dari sumur dialirkan ke Stasiun Pengumpul (SP). Di Stasiun Pengumpul dilakukan pemisahan antara liquid (minyak dan air) dan gas dengan menggunakan separator. Pada tahap ini, gas yang terseparasi diukur laju alirnya, sedangkan liquid dialirkan ke tanki dan dilakukan proses *settling*. Setelah *settling*, dilakukan pengukuran untuk mengetahui volume minyak dan air di dalam tanki. Selain itu, di Stasiun Pengumpul juga dilakukan pengolahan liquid agar dapat dikirim ke Pusat Pengumpul Produksi (PPP), dimana liquid yang dikirim harus memenuhi aspek teknis maupun *safety*.

Di Pusat Pengumpul Produksi (PPP), dilakukan pengolahan agar dihasilkan minyak mentah yang siap untuk dijual (memenuhi spesifikasi kilang). Liquid yang dikirim dari SP masuk kedalam tanki dan dilakukan *settling* dimana terjadi separasi sehingga minyak berada di atas air. Air tersebut kemudian dialirkan keluar tanki untuk mendapatkan minyak yang bebas air. Selain itu, apabila dibutuhkan, pengolahan secara mekanis maupun kimiawi juga dapat dilakukan. Alur proses produksi minyak dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Alur Proses Produksi Minyak (PT. Alpha)

Proyek pengembangan lapangan migas terikat pada kontrak yang disebut *Production Sharing Contract* (PSC).

2.2 *Production Sharing Contract*

Model kontrak minyak dan gas bumi di Indonesia adalah kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*). *Production Sharing Contract* (PSC) adalah perjanjian atau kontrak yang dibuat antara Pemerintah dengan KKKS untuk melakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi di bidang minyak dan gas bumi dengan prinsip bagi hasil. Dalam penyusunannya pemerintah melakukan perundingan dengan perusahaan KKKS. Dalam PSC ini pemerintah melakukan bagi hasil produksi bersih menurut porsi tertentu. Namun secara umum, persentase bagi hasil antara pemerintah dan KKKS adalah sebesar 85:15 (untuk produksi minyak) dan 65:35 (untuk produksi gas). Perhitungan secara detail diatur dalam perjanjian masing-masing.

Ada beberapa hal yang melatarbelakangi PSC, antara lain (Hendro, 2009):

- Kegiatan minyak dan gas membutuhkan dana yang besar khususnya untuk teknologi dan sumber daya sehingga dibutuhkan investor selain pemerintah.
- Resiko yang sangat besar dari kegiatan eksplorasi dimana belum tentu mendapat hasil temuan minyak maupun gas. Hal ini dikarenakan kegiatan analisa bawah tanah (*subsurface*) tidak bisa dipastikan 100% akurasinya.
- Banyak potensi minyak dan gas di Indonesia yang belum dilakukan eksplorasi dan eksploitasi, terutama di laut sehingga perlu untuk menarik

investasi di sektor minyak dan gas untuk eksplorasi dan eksploitasinya dengan skema kerjasama yang menarik.

Dalam pelaksanaan *Production Sharing Contract*, modal seluruhnya berasal dari KKKS. Setiap tahun dilakukan perhitungan bagi hasil antara pemerintah dengan KKKS. Pada dasarnya biaya operasional yang timbul dari KKKS akan diganti oleh pemerintah dengan perhitungan yang disepakati di dalam kontrak PSC. Biaya operasional yang diganti oleh pemerintah dalam perhitungan bagi hasil ini disebut dengan *cost recovery*.

Selain menyediakan dana untuk menjalankan kegiatan operasionalnya, KKKS diwajibkan untuk menyediakan teknologi, peralatan dan keahlian dalam eksplorasi dan eksploitasi. Kegiatan KKKS dikontrol oleh pemerintah, dalam hal ini SKK Migas. Secara hukum SKK Migas memang bertanggung jawab atas manajemen seluruh operasi perminyakan dan gas di Indonesia, tapi manajemen ini kemudian didelegasikan ke masing-masing kontraktor PSC. Kontraktor juga akan menanggung segala risiko yang mungkin timbul dari kegiatan operasionalnya, sementara pemerintah tidak memiliki paparan apapun atas risiko kegagalan dalam proses eksplorasi, pengembangan, dan produksi minyak dan gas. Jangka waktu PSC adalah 30 tahun, termasuk di dalamnya 6 sampai dengan 10 tahun untuk proses eksplorasi saja. Setiap akhir dari tiga tahun, KKKS mempunyai opsi untuk mengambil atau mengembalikan wilayah kerjanya ke pemerintah.

Jika KKKS berhasil menemukan cadangan migas dalam kegiatan eksplorasinya, maka biaya eksplorasi dan eksploitasi akan diganti oleh negara dengan skema *cost recovery*. Namun jika KKKS gagal menemukan cadangan migas, maka biaya menjadi tanggungan KKKS.

2.3 Skema *Cost Recovery*

Cost recovery adalah penggantian dari pemerintah atas biaya-biaya yang dikeluarkan oleh KKKS sebagai bagian dari kesepakatan kontrak. Penggantian itu didapat dari hasil penjualan (lifting) produksi yang diperoleh kontraktor. Tentunya terdapat batasan-batasan atas struktur biaya dan prinsip dasar PSC yang disusun untuk mengatasi masalah keterbatasan modal, teknologi, dan sumber daya manusia dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi.

Penggantian biaya belum tentu langsung dapat dilakukan pada tahun awal kegiatan produksi. *Recoverable cost* adalah biaya yang dapat diganti untuk pembayaran pada tahun itu, sementara sisa biaya yang belum dapat diganti disebut *unrecoverable cost*.

Pemerintah tentunya akan melakukan pemeriksaan terhadap kebenaran biaya-biaya dari kontraktor yang diklaim dapat menjadi *cost recovery*. Untuk itu pemerintah memberikan pengesahan terhadap biaya-biaya yang termasuk *cost recoverable*, selanjutnya kontraktor akan mendapat penggantian sesuai dengan yang disepakati di dalam kontrak PSC.

Dalam industri minyak dan gas, terdapat dua pendekatan dalam hal waktu pengakuan biaya (Erwinsyah, 2012):

a. *Successful Effort Approach*

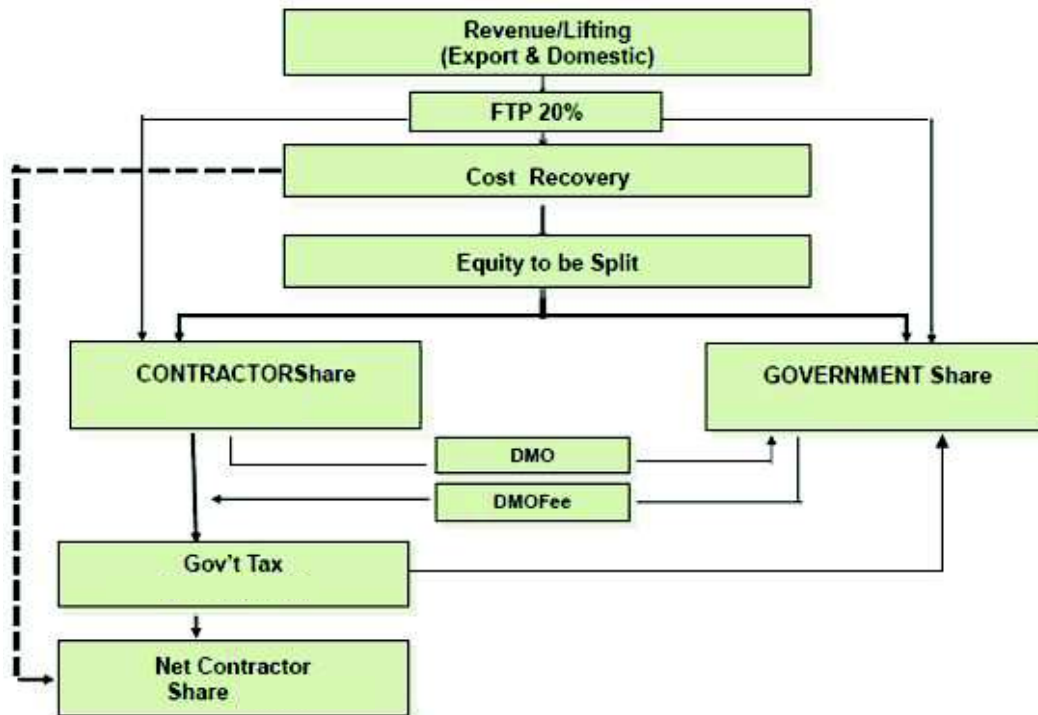
Seluruh biaya yang terjadi langsung dikapitalisasi walaupun tidak berhasil menemukan cadangan minyak/gas. Biaya-biaya ini kemudian disusutkan (amortisasi) menggunakan metode unit produksi berdasarkan jumlah volume yang berhasil diproduksi dan jumlah cadangan yang terbukti. Jumlah biaya yang belum disusutkan, yang berhubungan dengan tertundanya pajak penghasilan, tidak boleh melebihi batas atas dari present value atas proyeksi arus kas di masa depan yang didapat dari perhitungan cadangan terbukti setelah pajak penghasilan.

b. *Full Cost Approach*

Seluruh biaya yang terjadi ditanggungkan dan akan dikapitalisasi sebagai bagian dari cadangan minyak/gas yang ditemukan. Dalam hal ini, seluruh biaya yang dikeluarkan atas kegiatan eksplorasi yang tidak berhasil sampai tahap produksi harus dibebankan (*expense*) pada tahun yang bersangkutan. Biaya-biaya yang terkapitalisasi disusutkan (amortisasi) menggunakan metode unit produksi, dalam hal ini biaya akuisisi atas wilayah kerja disusutkan atas jumlah cadangan yang terbukti, dan biaya pengembangan disusutkan atas jumlah cadangan terbukti yang dikembangkan.

Sesuai dengan kontrak PSC dengan pemerintah, PT. Alpha menerapkan pendekatan *successful effort* atas aset yang digunakan pada Lapangan Delta.

Skema *cost recovery* dapat digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.2 Skema Cost Recovery (Evelina, 2018))

2.3.1. Pendapatan Kotor / *Revenue*

Skema *cost recovery* diawali dengan perhitungan *revenue*. *Revenue* atau *gross revenue* atau pendapatan kotor merupakan hasil perkalian *lifting*/penjualan minyak/gas (Q_o) dengan harga minyak/gas saat itu sesuai dengan *Indonesian Crude Price* (ICP). Laju produksi minyak/gas ditentukan berdasarkan prediksi profil produksi yang sebelumnya sudah dihitung menggunakan metode-metode peramalan produksi misalnya hasil simulasi reservoir atau berdasarkan analisa decline curve.

$$Revenue = Q_o \times ICP \quad (2.1)$$

2.3.2. *First Tranche Petroleum* (FTP)

Setelah perhitungan *revenue*, untuk mengamankan bagian Pemerintah, *revenue* dikurangi dengan FTP terlebih dahulu untuk

perhitungan lebih lanjut. Tujuan dari FTP adalah untuk mengamankan bagian negara, dalam artian untuk mencegah negara tidak mendapatkan keuntungan ketika *cost recovery* lebih besar dari *revenue*. *First Tranche Petroleum* (FTP) merupakan sistem penyisihan sejumlah tertentu dari produksi minyak/gas yang dihasilkan sebelum dikurangi biaya operasi. Konsep *First Tranche Petroleum* ini diambil dari konsep model penyisihan pertama produksi, yaitu sejumlah persen (%) tertentu dari produksi minyak/gas, yang tidak dibebani terlebih dahulu dengan pengembalian biaya sehingga merupakan bagian produksi minyak/gas tetap bagi Indonesia dan KKKS pada industri migas Indonesia. Prinsip FTP adalah jumlahnya tetap dibagi antara pemerintah dan KKKS sesuai dengan persentase bagiannya sesuai kontrak (Paradhita, 2017).

2.3.3. *Cost Recovery*

Cost recovery (CR) merupakan sejumlah biaya yang telah dikeluarkan oleh KKKS dan dapat diperoleh kembali ketika ditagihkan kepada pemerintah. *Cost recovery* baru bisa diperhitungkan jika *revenue* lebih besar dari nol.

Dilihat dari waktu dikeluarkannya, biaya dapat dibagi menjadi 3, yaitu biaya eksplorasi, biaya pengembangan, dan biaya produksi (Erwinsyah, 2012).

2.3.3.1. Biaya Eksplorasi (*Exploration Expenditures*)

Pengeluaran ini dilakukan pada awal proses pencarian sumber minyak dan gas bumi. Yaitu untuk melakukan penilaian atas wilayah tertentu yang diperkirakan memiliki prospek kandungan minyak dan gas, termasuk di dalamnya biaya pengeboran eksplorasi dan tes stratigrafi eksplorasi. Biaya eksplorasi ini dapat terjadi sebelum dan sesudah terjadinya akuisisi suatu wilayah kerja. Seluruh pengeluaran yang sifatnya intangible atas kegiatan pengeboran akan dimasukan sebagai biaya operasi tanpa melihat apakah pengeboran itu berhasil atau tidak dalam menemukan cadangan minyak/gas. Sementara pengeluaran pengeboran yang sifatnya

tangible akan dikapitalisasi saat pengeboran itu berhasil menemukan cadangan, dan akan dianggap sebagai beban jika pengeboran gagal menemukan cadangan minyak/gas.

2.3.3.2. Biaya Pengembangan (*Development Expenditures*)

Biaya ini dikeluarkan untuk mendapatkan akses dan mempersiapkan lokasi sumur untuk pengeboran, termasuk di dalamnya adalah pembersihan lahan, pengeringan lahan, pembangunan jalan, pembuatan jalur listrik, dan fasilitas lainnya. Termasuk juga bor dan peralatan pengembangan sumur, platform dan rig.

Biaya ini juga timbul atas perolehan, pembangunan, dan pemasangan fasilitas produksi, seperti pipa jalur aliran minyak/gas, proses pemisahan, tangka penyimpanan, siklus dan pemrosesan gas alam cair, dan sistem pembuangan.

2.3.3.3. Biaya Produksi (*Production Expenditures*)

Pengeluaran yang terjadi untuk mengoperasikan dan merawat sumur beserta peralatan dan fasilitasnya, termasuk penyusutan. Pengeluaran produksi ini juga dilakukan untuk semua pengeluaran operasi untuk mendukung peralatan dan fasilitas yang berhubungan dengan sumur.

Adapun jenis biaya yang dikeluarkan oleh KKKS dan dapat diperoleh kembali berdasarkan sifatnya meliputi depresiasi dari kapital, biaya non kapital, biaya operasi, dan *unrecovered cost* dari tahun sebelumnya (Paradhita, 2017).

2.3.3.4. Biaya Kapital (*Capital Cost / Tangible Cost*)

Biaya kapital (*capital cost / tangible cost*) adalah biaya yang dikeluarkan pada saat awal proyek yang sifatnya satu kali pengeluaran dan pada umumnya mempunyai jumlah yang besar, berbentuk fisik dan didepresiasi. Contoh yang berkaitan dengan benda-benda fisik, seperti mesin-mesin, peralatan pembooran, peralatan konstruksi, konstruksi dan alat transportasi yang mengalami depresiasi nilai karena waktu pemakaian.

Depresiasi merupakan pengurangan nilai dari barang kapital sebagai akibat adanya faktor kerusakan atau penurunan nilai guna seiring dengan waktu pemakaian. Beberapa metode depresiasi yang biasa digunakan adalah: (Paradhita, 2017)

a. Metode *Straight Line*

Dalam metode ini pengurangan nilai barang sejalan dengan penambahan umur penggunaan barang (dalam tahun). Dalam perhitungannya, nilai pengurangan didapat dengan membagi nilai barang tersebut dengan jumlah tahun yang diperkirakan menjadi umur dari barang tersebut.

Seharusnya di dalam perhitungan depresiasi diperhatikan juga adanya nilai sisa (*salvage value*) dari barang tersebut, tetapi pada prakteknya nilai sisa ini sering diabaikan. Secara sistematis metode straight line dapat dinyatakan dengan:

$$D_i = \frac{K}{N} = K \cdot R \quad (2.2)$$

Dimana :

D_i = Depresiasi pada tahun ke-i

K = *capital cost*

N = Umur proyek

$R = 1/N = \text{Laju Depresiasi}$

b. Metode *Declining Balance*

Metode ini memiliki unsur-unsur depresiasi yaitu nilai asset, masa guna asset, faktor depresiasi dan nilai sisa. Persamaan metode depresiasi ini dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$D_i = K \cdot R(1 - R)^{i-1} \quad (2.3)$$

Pada metode ini, besarnya depresiasi akan mengalami penurunan setiap tahunnya. Nilai aset pada akhir tahun proyek tidak sama dengan nol, tetapi masih mempunyai salvage value.

c. Metode *Double Declining Balance*

Metode ini mempunyai cara yang hampir sama dengan *Declining Balance*, hanya saja pada metode ini besarnya *depresiasi rate* dikalikan 2 sehingga bentuk persamaannya menjadi:

$$D_i = 2R \times (K - \sum_1^{i-1} D) \quad (2.4)$$

d. Metode *Unit of Production*

Metode depresiasi ini sering digunakan pada unit-unit usaha yang bergerak dalam bidang industri mineral dimana penurunan nilai barang kebanyakan karena fungsi penggunaan dan mungkin tidak tercermin dalam bentuk tahun. Besarnya laju depresiasi (R) akan sama dengan besarnya produksi pada tahun ke-i dibagi dengan besarnya cadangan (reserve) dari minyak dan gas tersebut. Secara umum bentuk persamaannya adalah:

$$D_i = K \frac{Q_i}{\text{Reserve}} \quad (2.5)$$

Dimana :

$$R = \frac{Q_i}{\text{Reserve}} = \text{Laju Depresiasi}$$

Q_i = Produksi / penjualan minyak dan gas

e. Metode *Sum of The Year Digit*

Untuk menghitung depresiasi dengan metode ini, angka-angka yang berkaitan dengan angka untuk setiap umur tahun yang diijinkan berada pada urutan pertama dengan urutan terbalik. Kemudian, jumlah dari angka-angka ini ditentukan. Faktor depresiasi untuk setiap tahun merupakan angka dari daftar urutan terbalik untuk tahun tersebut dibagi dengan jumlah angkanya.

Bentuk umum dari depresiasi dengan metode ini adalah :

$$D_i = \frac{K2\{N-(i-1)\}}{N(N+1)} \quad (2.6)$$

2.3.3.5. Biaya Non Kapital (*Non Capital Cost / Intangible Cost*)

Biaya non kapital (*non capital cost / intangible cost*) adalah biaya yang berkenaan dengan pengadaan atau penggunaan barang-barang yang tak terdepresiasi, misalnya lumpur bor dalam operasi pemboran, seismik, dan tes formasi. Selain itu kegiatan *workover*, *plug-back*, *deepening*, biaya-biaya yang dikeluarkan untuk mengoperasikan kegiatan produksi serta pemeliharaan sumur dan fasilitasnya juga termasuk dalam jenis *noncapital cost*. Berdasarkan kontrak bagi hasil seluruh biaya non kapital yang diperlukan untuk pemboran sumur minyak/gas dan pengembangan dapat dibebankan langsung pada perhitungan pengembalian biaya, sehingga dapat mempercepat pengembalian investasi yang dilakukan oleh KKKS.

2.3.3.6. Biaya Operasi (*Operating Cost*)

Biaya Operasi (*Operating Cost*) merupakan biaya yang dikeluarkan baik sehubungan dengan adanya operasi produksi (*variable cost*) maupun biaya yang pasti dikeluarkan oleh perusahaan berupa administrasi umum yang tidak berpengaruh terhadap besar kecilnya produksi (*fixed cost*). Contoh biaya operasi yang termasuk dalam *variable cost* adalah *lifting cost*, *safety & environmet*, *production tools & equipment maintenance*, dan sebagainya. Contoh biaya operasi yang termasuk dalam *fixed cost* adalah *general administration*, yaitu meliputi *Finance & Administration*, *ICT Cost*, *Transportation Cost*, *Salary & personal expenditure* dan *Community development*.

2.3.3.7. *Unrecovered Cost*

Unrecovered cost merupakan biaya yang belum dapat diganti karena jumlah produksi minyak tidak mencukupi untuk membayar biaya yang ditagih (*cost recovery*). *Unrecovered cost* berbeda dengan *recovered cost*. *Recovered cost* merupakan biaya yang dapat diganti oleh Pemerintah pada tahun berjalan. *Unrecovered cost* dapat ditagihkan pada tahun berikutnya.

Secara ringkas, cost recovery dapat dihitung dengan persamaan :

$$CR = \text{Intangible Cost} + \text{Operating Cost} + \text{ASR} + \text{Depresiasi} + \text{Unrecovered Cost} \quad (2.7)$$

2.3.4. *Equity to be split (ETS)*

Equity to be split (ETS) merupakan jumlah pendapatan yang akan dibagi antara KKKS dengan pemerintah. Pembagian ETS antara KKKS dan pemerintah dilakukan berdasarkan kontrak yang telah disetujui oleh kedua belah pihak.

$$ETS = \text{Revenue} - \text{FTP} - \text{CR} \quad (2.8)$$

Setelah tahap ini, FTP kembali ditambahkan sesuai dengan pembagian pada kontrak.

2.3.5. *Domestic Marketing Obligation (DMO)*

Peraturan Pemerintah No 35 tahun 2004, Bab V Pasal 46 mengatur bahwa KKKS ikut bertanggung jawab untuk memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi untuk keperluan dalam negeri, dimana besaran kewajiban KKKS adalah 25 % dari bagiannya (*Contractor Share/CS*) setelah 5 tahun produksi berjalan yang dibeli dengan harga lebih rendah dari harga pasar. Kewajiban dari KKKS ini disebut *Domestic Marketing Obligation* (DMO), sedangkan pembayaran dari Pemerintah ke KKKS disebut *DMO Fee*.

$$DMO = 25\% \times \text{Gross Revenue} \times \text{Persentase KKKS} \quad (2.9)$$

2.3.6. Pajak

Pajak adalah salah satu sumber pendapatan pemerintah. Pemerintah mengambil bagiannya dari hasil produksi minyak dan gas bumi melalui pajak yang dikenakan terhadap semua pemasukan KKKS yang didapat dari usahanya tersebut. Sistem perpajakan yang dibuat oleh pemerintah dimaksudkan untuk memaksimalkan pendapatan pemerintah. Pajak dihitung dari taxable income.

$$\text{Taxable income} = \text{ETS KKKS} + \text{FTP KKKS} - \text{Net DMO} \quad (2.10)$$

2.3.7. Government dan Contractor Share

Government share merupakan bagian dari *revenue* yang menjadi milik pemerintah atau bagian untuk pemerintah. *Government share* merupakan total dari *GOI FTP share*, *GOI Equity share*, dan penerimaan pajak. *Contractor share* merupakan bagian dari *revenue* yang menjadi milik KKKS atau bagian untuk KKKS. *Contractor share* merupakan total dari *KKKS FTP share*, dan *KKKS Equity share*, dikurang pajak.

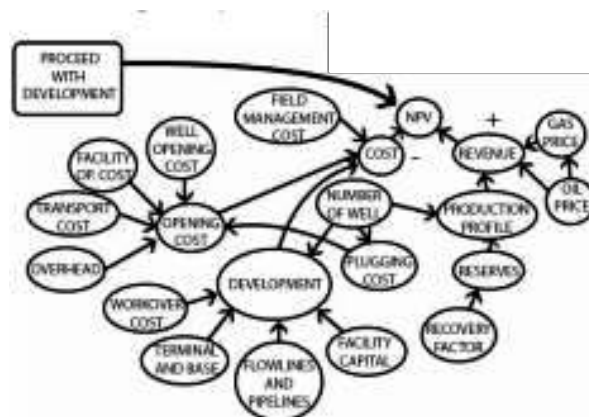
$$Gov.Share (GS) = GOI FTP + GOI ETS + Tax + Net DMO \quad (2.11)$$

$$Contractor Share (CS) = KKKS FTP + KKKS ETS - Tax \quad (2.12)$$

Dengan sedikit gambaran skema diatas, terlihat bahwa PSC dibutuhkan di Indonesia untuk menjaga produksi migas dalam pemenuhan domestik dan ekspor. Resiko kegagalan, biaya besar dan keekonomian investasi bagaimanapun adalah hal yang harus ditanggung dan dipertimbangan investor. Sebuah kesepakatan yang dengan PSC diharapkan tercipta *win-win solution*.

2.4 Parameter Profitabilitas Investasi

Bisnis perminyakan sama seperti bisnis lainnya, yaitu bertujuan mencari keuntungan. Keuntungan adalah fungsi dari produksi, biaya, dan pendapatan. Pengusahaan migas memiliki risiko yang tinggi sehigga pengusaha menginginkan pengembalian keuntungan yang lebih tinggi dari risiko yang akan dihadapinya, karena resiko mempengaruhi besarnya keuntungan. Gambar 2.3 menunjukkan pengaruh beberapa indikator ekonomi satu terhadap lainnya.



Gambar 2.3 Diagram faktor yang mempengaruhi pengembangan lapangan migas (Ikhwanushafa Djailani, 2010)

Analisa ekonomi teknik digunakan dalam mengevaluasi dan membandingkan performansi finansial dari masing-masing skenario investasi. Ada beberapa metode yang dapat digunakan dalam membandingkan alternatif investasi, diantaranya adalah dengan (Amin, 2013; Nandasari, 2016, Sentosa et. Al, 2015):

a. NPV GOI *Government* dan *Contractor Share*

Net Present Value (NPV) merupakan nilai keuntungan bersih dari suatu proyek yang diukur pada waktu sekarang. Pada metode ini, aliran kas dikonversikan menjadi nilai sekarang dan dijumlahkan sehingga NPV yang diperoleh mencerminkan nilai netto dari keseluruhan aliran kas yang terjadi selama horizon perencanaan. Suatu proyek dikatakan layak dilakukan jika NPV bernilai positif, jika nilai NPV suatu proyek bernilai negatif maka dapat dikatakan proyek tersebut mengalami kerugian atau tidak layak diterapkan. Nilai NPV suatu proyek bernilai nol maka besarnya pengeluaran untuk menyelenggarakan proyek akan sama dengan besarnya penerimaan (Pujawan, 2012).

Aliran kas tiap tahun untuk KKKS dihitung dengan persamaan:

$$\text{KKKS Cash Flow (CF)} = \text{Recovered Cost} + \text{CS} - (\text{Total investasi} + \text{Total Operating Cost} + \text{ASR}) \quad (2.13)$$

NPV bagi Pemerintah dan KKKS dihitung dengan persamaan :

$$NPV Gov = \sum_{t=0}^n \frac{GS_t}{(1+i)^t} \quad (2.14)$$

$$NPV KKKS = \sum_{t=0}^n \frac{KKKS CF_t}{(1+i)^t} \quad (2.15)$$

Dimana:

NPV = Nilai sekarang dari keseluruhan aliran kas pada tingkat bunga $i\%$

GS_t = Government share pada akhir periode t

CS_t = Aliran kas KKKS pada akhir periode t

i = MARR

n = Horizon perencanaan (periode)

b. *Internal Rate of Return* (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) merupakan suatu indikator atas tingkat efisiensi dari investasi. Menurut Keown, *Internal Rate of Return* adalah

salah satu hasil keputusan dalam *capital budgeting* yang mencerminkan tingkat pengembalian dari suatu proyek. Secara matematis, *Internal Rate of Return* adalah tingkat diskonto yang mengimbangi *present value* dari arus kas masuk dengan *present value* dari arus kas keluar (Keown, et. al., 2002; Pujawan, 2012). Dengan kata lain, *Internal Rate of Return* adalah suatu tingkat penghasilan yang mengakibatkan nilai NPV dari suatu investasi sama dengan nol.

$$NPV_{KKKS} = \sum_{t=0}^n \frac{KKKS\ CF_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (2.16)$$

IRR ini digunakan untuk menentukan apakah suatu investasi layak untuk dijalankan atau tidak, dalam hal ini tingkat pengembalian investasi yang dijalankan harus lebih tinggi dari *minimum acceptable rate of return* atau *minimum attractive rate of return*. Selanjutnya *minimum acceptable rate of return* merupakan tingkat pengembalian minimum dari suatu investasi yang diperlukan untuk membuat investor dapat tertarik dalam melakukan investasi itu (Keown, et. al., 2002).

Penyelesaian IRR dilakukan dengan *trial and error*, memperhitungkan nilai uang dalam waktu, dan tidak tergantung nilai absolut cash flow. IRR tidak dapat dihitung jika semua *cash flow* positif atau negatif atau belum balik modal (Partowidagdi, 2009).

c. *Pay Back Period* (PBP) / *Pay Out Time* (POT)

Payback Period (PBP) / *Pay Out Time* (POT) adalah suatu jangka waktu yang dibutuhkan sebuah investasi untuk menghasilkan *return*. Karena ini merupakan kriteria pengukuran mengenai seberapa cepat suatu proyek akan mengembalikan investasi awalnya, maka ia berhubungan dengan *free cash flow*, yaitu mengukur keuntungan dalam waktu yang sebenarnya, tidak sebagai keuntungan *accounting*. *Pay Out Time* (POT) ini juga mengabaikan *time value of money*, dan tidak melakukan diskonto terhadap *free cash flow* tadi sebagai gambaran di masa kini. Diterima atau tidaknya suatu proyek akan ditentukan pada apakah periode pengembalian *Pay Out Time* itu lebih

kecil atau lebih besar dari periode pengembalian yang diinginkan perusahaan (Keown, et. al., 2002).

POT akan berarti setelah masa (*cut-off*) suatu proyek sudah ditentukan. Indikator POT dalam keputusan investasi adalah sebagai berikut:

1. Suatu proyek layak dijalankan jika POT lebih kecil dari *cut-off*.
2. Suatu proyek tidak layak dijalankan jika POT lebih besar dari *cut-off*.

Risiko dalam menggunakan metode *payback period* ini adalah bahwa metode ini tidak melihat perbedaan-perbedaan masa usia ekonomi atas beberapa proyek. Kecenderungannya adalah semakin kecil *payback period* maka akan semakin baik proyek itu untuk dijalankan. Walaupun sebenarnya dapat saja proyek-proyek yang memiliki *payback period* lebih lama akan menghasilkan pengembalian yang jauh lebih besar dari proyek- proyek yang memiliki masa pengembalian lebih cepat (Anthony, et. al., 2007).

Secara sederhana, *payback period* dapat dinyatakan dengan rumus:

$$POT = \frac{I_0}{\sum CF} \quad (2.17)$$

I_0 : Investasi awal.

CF : Arus kas masuk.

2.5 Analisa Sensitivitas

Sensitivity analysis (analisa sensitivitas) adalah suatu studi mengenai bagaimana ketidakpastian atas suatu output dapat disebar ke beberapa sumber ketidakpastian dalam suatu input (Saltelli, et. al. 2008).

Pannell menjelaskan bahwa *sensitivity analysis* adalah suatu investigasi atas potensi perubahan dan kekeliruan, dan bagaimana pengaruhnya terhadap hasil (Pannell, 2007).

Analisa sensitivitas dimaksudkan untuk menentukan bagaimana penyebaran suatu kemungkinan *net present value* atau *internal rates of returns* dari sebuah proyek dipengaruhi oleh sebuah perubahan pada satu variabel input. Hal ini dapat dilakukan dengan mengganti nilai dari suatu variabel input, sementara variabel lain tetap konstan. Penyebaran suatu kemungkinan *net present value* atau *internal rates of returns* yang didapat kemudian dibandingkan dengan penyebaran pengembalian

yang didapat sebelum perubahan terjadi untuk melihat pengaruh dari perubahan itu (Keown, et. al., 2002).

Keuntungan dari analisis sensitivitas adalah:

- Sangat membantu untuk mengidentifikasi besaran-besaran yang sangat mempengaruhi keuntungan (dilihat dari berapa besarnya perubahan keuntungan yang diakibatkan oleh perubahan besaran tersebut).
- Mudah dilakukan dengan komputer.

Kelemahan dari analisa sensitivitas adalah:

- Tidak memberikan indikasi kemungkinan (*likelihood*) sesuatu yang diandaikan akan terjadi.

Secara khusus, pedoman tata kerja No. PTK-037/SKKMA0000/2017/S0 (Revisi-1) tentang Plan of Development (POD) menjelaskan analisa sensitivitas yang harus dilakukan minimal berdasar pada 4 (empat) parameter, yaitu harga (minyak bumi/kondensat, gas bumi, LPG, LNG), produksi (minyak bumi/kondensat, gas bumi, LPG, LNG), biaya kapital, dan biaya operasi.

2.6 Proyeksi Produksi

Ada beberapa tipe grafik yang dapat digunakan untuk memperkirakan produksi di masa yang akan datang, yaitu :

- a. Laju produksi terhadap waktu (q vs. t)
- b. Laju produksi terhadap kumulatif produksi (q vs. N_p)
- c. Persentase volume minyak (oil cut) terhadap produksi kumulatif (% oil vs. N_p)
- d. Produksi kumulatif gas terhadap produksi kumulatif minyak (G_p vs. N_p)
- e. Tekanan reservoir terhadap waktu (P vs. t)
- f. P/Z terhadap produksi kumulatif.

Dari keenam grafik di atas, grafik tipe pertama (laju produksi terhadap waktu) paling umum digunakan untuk reservoir minyak, sedangkan grafik tipe keenam (P/Z terhadap produksi kumulatif) paling umum digunakan untuk reservoir gas.

Grafik pertama disebut dengan *decline curve analysis*. Metode ini digunakan untuk memperkirakan produksi yang akan datang dan umur reservoir.

Syarat utama agar dapat menggunakan metode ini adalah telah terjadinya penurunan laju produksi, yang disebabkan oleh kondisi reservoir, dan bukan karena turunnya kemampuan peralatan produksi.

Metode *decline curve analysis* dilakukan dengan cara memperkirakan ekstrapolasi yang diperoleh dari kurva data produksi terhadap waktu. Adapun syarat dalam penerapan *decline curve analysis* adalah jumlah sumur yang aktif konstan dan tidak ada perubahan *choke*, kapasitas, maupun mekanisme *lifting*.

Dikenal 3 jenis *decline curve*, yaitu *exponential*, *hyperbolic*, dan *harmonic decline curve*. Pembagian *decline curve* tersebut berdasarkan nilai *b*, yaitu harga *exponen decline*-nya. Harga *b* berkisar antara 0 sampai 1. *Exponential decline curve* adalah ketika $b = 0$. *Hyperbolic decline curve* adalah ketika $0 < b < 1$. Dan *harmonic decline curve* adalah ketika $b = 1$. Nilai *b* didapatkan dengan persamaan:

$$-b = \frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt} \quad (2.18)$$

Dimana :

b : *Exponen decline*

q : laju alir minyak, bopd

t : waktu produksi, hari

Harga *D* (*nominal decline rates*) dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan :

$$D = \frac{\left(\frac{q_i}{q}\right)^{-1}}{b} \quad (2.19)$$

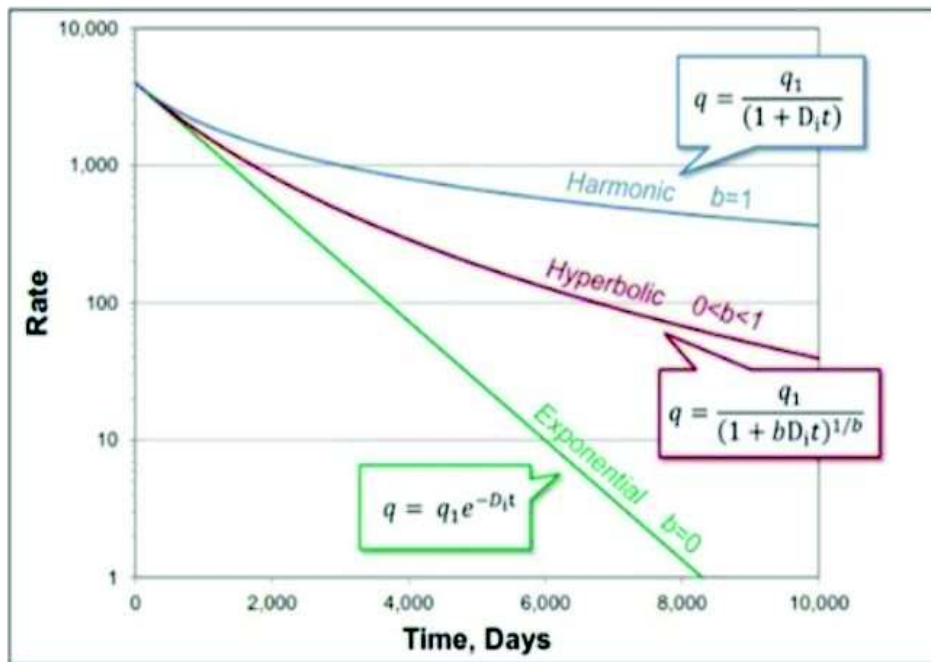
Dimana :

q_i : Laju alir minyak initial (pertama kali), bopd

q : Laju alir minyak

t : waktu, bulan

Gambar 2.3 menunjukkan bagaimana kelengkungan dari masing-masing jenis *decline curve*.



Gambar 2.4 Jenis *Decline Curve* (Dadang Rukmana, 2012)

Ketiga jenis *decline curve* tersebut memiliki persamaan yang berbeda satu sama lain dalam menentukan laju alir di masa yang akan datang, produksi kumulatif, dan cadangan dari sebuah reservoir. Berikut adalah rangkuman dari persamaan yang digunakan pada ketiga jenis *decline curve* di atas.

Tabel 2.1 Persamaan *Decline Curve*

Parameter	Jenis decline curve		
	Exponential	Hyperbolic	Harmonic
b	0	$\neq 0$ dan $\neq 1$	1
$q_t(t)$	$q_t = q_i e^{-D_1 t}$	$q_t = q_i (1 + b D_1 t)^{-1/b}$	$q_t = q_i (1 + D_1 t)^{-1/b}$
$N_p(t)$	$N_p = \frac{q_i}{D} (1 - e^{-D_1 t})$	$N_p = \frac{q_i}{(b-1) D_1} \left[(1 + b D_1 t)^{(b-1)/b} - 1 \right]$	$N_p = \frac{q_i}{D_1} \ln(1 + D_1 t)$
$N_p(q)$	$N_p = \frac{q_i - q_t}{D}$	$N_p = \frac{q_i}{(b-1) D_1} \left[\left(\frac{q_i}{q_t} \right)^{b-1} - 1 \right]$	$N_p = \frac{q_i}{D_1} \ln \frac{q_i}{q_t}$

Sumber : Dadang Rukmana, 2012

[Halaman ini sengaja dikosongkan]

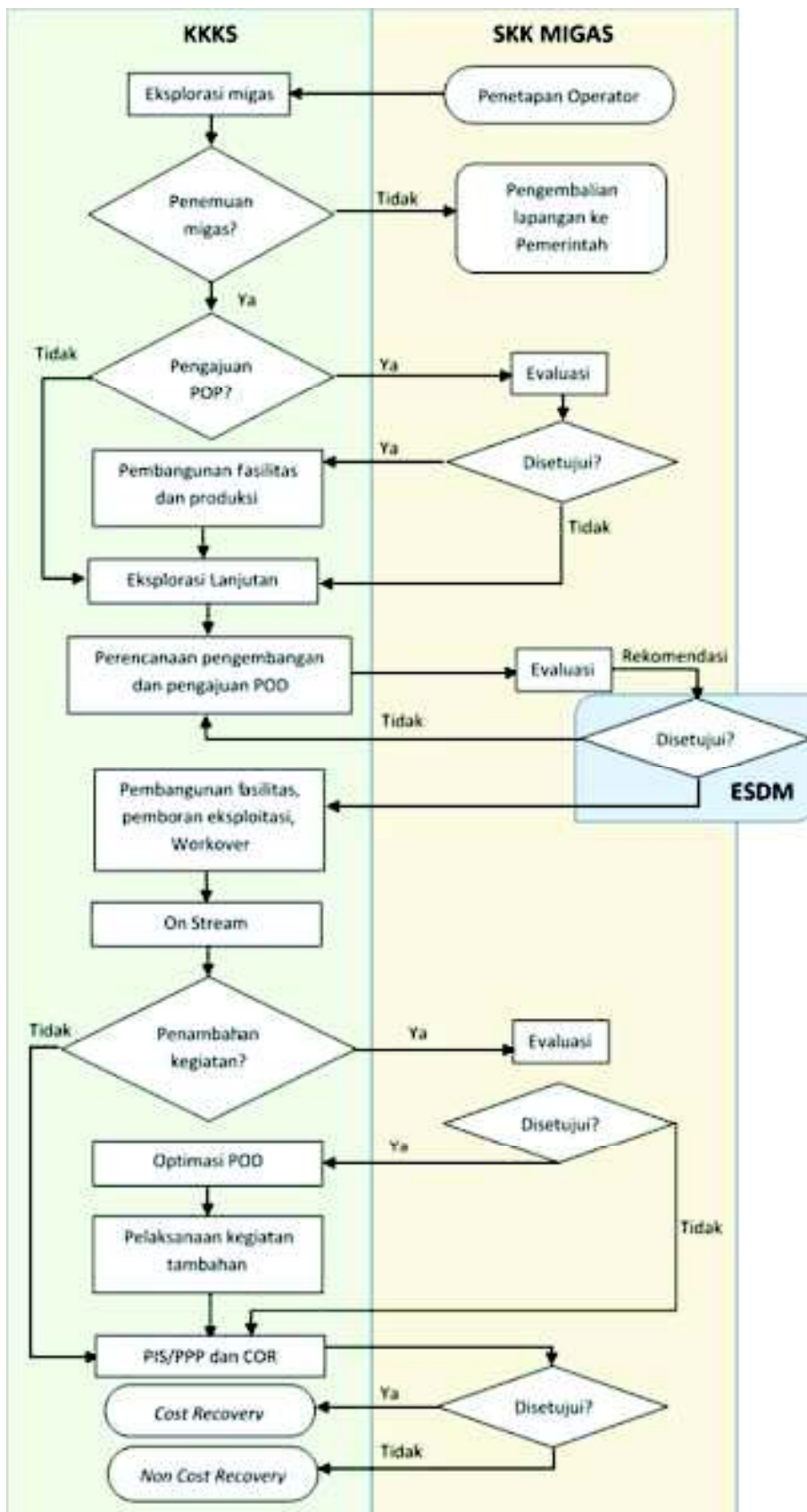
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

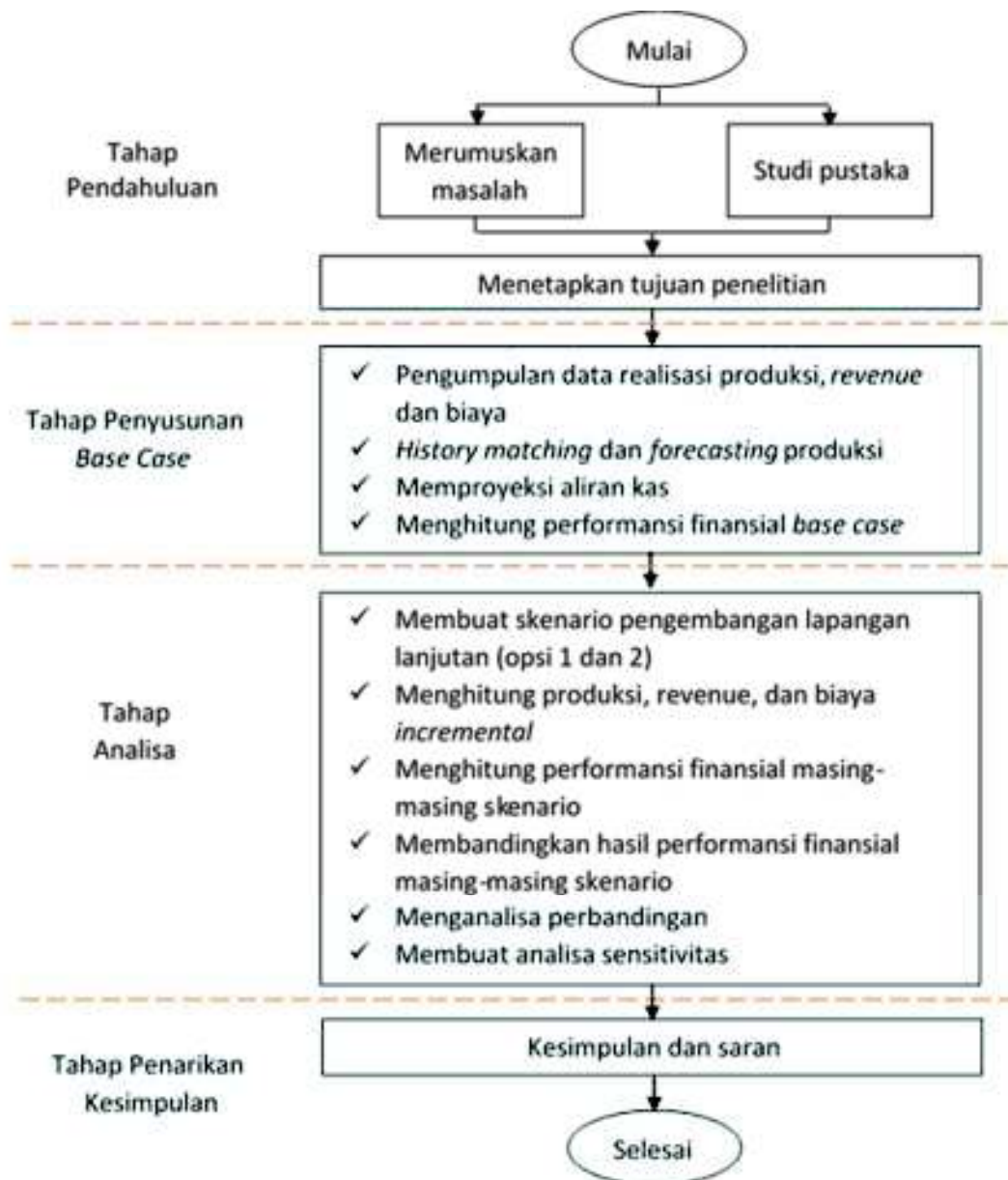
Metodologi penelitian adalah cara dan prosedur ilmiah yang diterapkan untuk melaksanakan penelitian, mengumpulkan data dan menyusunnya dalam laporan tertulis. Peneliti perlu memilih metode yang sesuai dengan sifat obyek penelitian agar dapat memperoleh data yang lengkap dan akurat. Ketepatan pemilihan metode penelitian akan memberikan jaminan terhadap keberhasilan penelitian, yakni bahwa penelitian akan dapat berlangsung lancar dan menghasilkan kesimpulan yang tepat serta sesuai dengan tujuan yang telah dirumuskan.

Diagram interaksi digunakan untuk memodelkan interaksi para pelaku di dalam suatu proses. Diagram interaksi terdiri dari dua jenis diagram, yaitu diagram sekuen (*sequence diagram*) dan diagram kolaborasi (*collaboration diagram*). Diagram sekuen menggambarkan urutan kejadian dan waktu dari suatu pesan yang terjadi antar pelaku dalam sebuah proses, sedangkan diagram kolaborasi menggambarkan bagaimana pelaku terkoneksi secara statik (tetap) dengan penekanan pada organisasi struktural objek-objek yang mengirim dan menerima pesan. Pada penelitian ini, diagram interaksi dengan jenis sekuen digunakan untuk mengilustrasikan pengembangan lapangan minyak dan gas bumi. Diagram interaksi pengembangan lapangan minyak dan gas bumi dituangkan pada gambar 3.1.

Alur penelitian dibuat sebagai kerangka acuan dalam suatu penelitian yang diawali dari sejak penelitian dimulai sampai penelitian berakhir dalam suatu urutan yang sistematis. Alur penelitian bertujuan agar proses penelitian dilakukan secara terstruktur dan mencapai sasaran. Pada penelitian ini dibagi ke dalam empat tahap, yaitu tahap pendahuluab, tahap penyusunan base case, tahap analisa serta tahap penarikan kesimpulan seperti yang tertuang dalam diagram alir pada Gambar 3.2.



Gambar 3.1 Diagram Interaksi Pengembangan Lapangan Migas (PT. Alpha)



Gambar 3.2 Tahapan Penelitian

3.1. Tahap Penelitian Awal

Tahap ini merupakan langkah awal yang dilakukan untuk mengumpulkan informasi secara umum mengenai sistem kerja yang berlaku di perusahaan, mempelajari strategi perusahaan dalam percepatan peningkatan produksi, serta strategi pengembangan lapangan.

Peneliti juga menggali pendekatan teori-teori yang ada untuk menyelesaikan permasalahan yang akan diteliti, sehingga diharapkan dapat digunakan metode secara tepat dan terarah.

3.2. Tahap Penyusunan *Base Case*

Base case adalah kasus khusus dari suatu sistem yang sedang dianalisis di mana tidak ada variabel yang diubah dari nilai awal. Pada penelitian ini, *base case* yang digunakan adalah realisasi dari rencana pengembangan awal dari lapangan Delta yang sedang dilaksanakan. *Base case* digunakan sebagai acuan untuk perhitungan *incremental*.

Penyusunan *base case* diawali dengan pengumpulan data realisasi produksi, *revenue*, dan biaya. Realisasi produksi dari lapangan Delta kemudian digunakan sebagai acuan untuk melakukan *history matching* dengan menggunakan analisa *decline curve*. Apabila model dari analisa *decline curve* sudah sesuai (*match*) dengan realisasi produksi, maka dapat dilakukan *forecasting* produksi dengan ekstrapolasi model.

Data realisasi *revenue* dan biaya digunakan untuk menghitung *cash flow* dan *cost recovery* yang sudah dijalankan, sehingga dapat diketahui berapa jumlah biaya yang belum di-*cost recovery* dan masih perlu dimasukkan dalam perhitungan *cash flow* ke depannya.

Data-data di atas kemudian digunakan untuk menghitung *cash flow* dan performansi finansial untuk *base case*.

3.3. Tahap Analisa

3.3.1. Penyusunan Skenario Pengembangan Lapangan

Penyusunan skenario disusun berdasarkan dua opsi yang ada, yaitu percepatan produksi dan produksi normal. Proyeksi produksi, *revenue*, dan biaya untuk setiap skenario dihitung berdasarkan *incremental*-nya terhadap *base case*.

Asumsi dalam perhitungan proyeksi produksi diterapkan dengan tujuan agar *output* dari skenario yang disusun dapat dibandingkan, antara lain:

- a. Produksi inisial dan *decline* masing-masing sumur sama
- b. Tidak ada skenario *workover*

Proyeksi produksi dihitung selama suatu horizon perencanaan. Horizon perencanaan merupakan bingkai waktu yang digunakan untuk membandingkan alternatif-alternatif, dalam hal ini skenario produksi, dan secara realistis menunjukkan periode waktu yang bisa memberikan estimasi aliran kas yang cukup akurat. Horizon perencanaan diperlukan dalam membandingkan berbagai skenario pengembangan agar perbandingan dilakukan dalam suatu periode waktu yang identik.

Horizon perencanaan yang umumnya diterapkan dalam perhitungan profitabilitas dari suatu rencana pengembangan lapangan minyak dan gas dapat didasarkan pada *economic limit* atau akhir masa kontrak kerja sama (PSC), ataupun perbandingan keduanya. *Economic limit* biasanya diterapkan pada skenario dengan produksi yang tidak terlalu besar dan dapat mencapai *economic limit* sebelum akhir masa kontrak kerja sama (PSC). Sedangkan horizon perencanaan akhir masa kontrak kerja sama (PSC) digunakan ketika suatu lapangan diprediksi tetap dapat berproduksi sampai akhir masa kontrak kerja sama (PSC) dan memberikan profit.

Skenario-skenario yang akan dianalisa dalam penelitian ini memiliki proyeksi produksi dan biaya yang berbeda, sehingga waktu yang dibutuhkan untuk masing-masing skenario mencapai *economic limit*-nya akan berbeda-beda. Oleh karena itu, pada penelitian ini ditentukan horizon perencanaan diawali pada tahun 2019 dimana penelitian ini dilaksanakan dan selesai pada akhir masa kontrak kerja sama (PSC) di tahun 2035.

Yang perlu diperhatikan dalam proyeksi produksi pada tahap ini adalah data cadangan. *Incremental* produksi yang dihasilkan tidak boleh melebihi cadangan yang terdapat di reservoir. Apabila *incremental* produksinya lebih besar dari cadangan, maka *decline* yang digunakan harus diperiksa kembali keakuratannya,

3.3.2. Perhitungan Performansi Finansial dan Pengambilan Rekomendasi Keputusan

Perhitungan performansi finansial untuk setiap skenario dilakukan baik dari sisi Pemerintah maupun sisi KKKS. Metode yang digunakan pada penelitian ini dipilih berdasarkan pedoman tata kerja No. PTK-

037/SKKMA0000/2017/S0 (Revisi-1) tentang *Plan of Development* (POD), dengan ketentuan sebagai berikut:

- a. Untuk Pemerintah berupa *government share*, *Present Value (PV)* *GOI Share*, dan presentase pendapatan pemerintah terhadap *gross revenue*.
- b. Untuk KKKS berupa *contractor share*, *presentase contractor share* terhadap *revenue*, NPV, dan IRR.

Performansi yang dihitung untuk masing-masing skenario adalah *incremental*-nya terhadap *base case*. Performansi finansial di atas digunakan sebagai dasar penentuan opsi yang mana yang akan direkomendasikan untuk dilaksanakan.

3.3.3. Analisa Sensitivitas

Pada tahap ini akan dilakukan sensitivitas performansi finansial terhadap faktor-faktor yang dapat mempengaruhinya. Secara khusus, pedoman tata kerja No. PTK-037/SKKMA0000/2017/S0 (Revisi-1) tentang *Plan of Development* (POD) menjelaskan analisa sensitivitas yang harus dilakukan minimal berdasar pada 4 (empat) parameter, yaitu harga (minyak bumi/kondensat, gas bumi, LPG, LNG), produksi (minyak bumi/kondensat, gas bumi, LPG, LNG), biaya kapital, dan biaya operasi.

Perhitungan performansi finansial dengan berbagai sensitivitas kemudian digambarkan pada diagram spider web. Berdasarkan *spider web* kemudian dipelajari faktor mana yang mempengaruhi performansi finansial opsi terpilih.

3.4. Tahap Penarikan Kesimpulan

Tahap ini memberi jawaban atas permasalahan penelitian yang telah dirumuskan berdasarkan analisa dan interpretasi terhadap hasil pengolahan data. Selain itu diberikan juga saran yang berguna untuk penelitian selanjutnya.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pengembangan lapangan Delta sudah dimulai sejak tahun 2012 dengan pemboran sumur Delta-1 dan berdasarkan persetujuan POP sumur tersebut diproduksi pada bulan Juli 2013. Setelah itu, PT. Alpha telah melakukan pengeboran di 5 sumur lainnya. Saat ini, ada 5 sumur yang berproduksi.

Pada pelaksanaannya, realisasi produksi, *revenue*, dan biaya tidak sama persis dengan perencanaan awal yang tertuang pada POP sumur Delta-1 dan POD Lapangan Delta. Oleh karena itu, pada penelitian ini akan dilakukan penyusunan *base case* dengan realisasi pengembangan lapangan delta sebagai acuannya.

4.1. Penyusunan Base Case

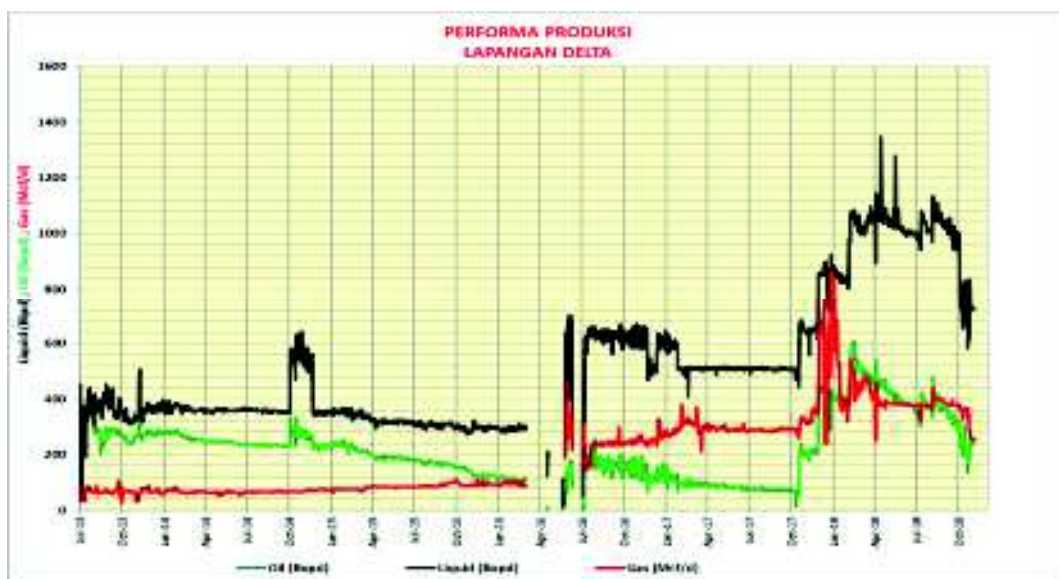
Penyusunan *base case* akan melalui tahapan, yaitu pengumpulan data, history matching dan forecasting, memproyeksikan aliran kas, serta menghitung performansi finansial.

4.1.1. Pengumpulan Data

Pada tahap ini, data yang akan dikumpulkan adalah data realisasi produksi, data realisasi *revenue*, dan data realisasi biaya.

4.1.1.1. Realisasi Produksi

Realisasi produksi lapangan Delta dapat dilihat pada gambar 4.1.



Gambar 4.1 Realisasi produksi lapangan Delta

Realisasi produksi dapat ditampilkan baik secara satu lapangan, maupun per sumur. Realisasi produksi yang digunakan untuk perhitungan *revenue* adalah realisasi produksi seluruh lapangan. Sedangkan untuk *forecast* produksi, realisasi produksi yang akan dilihat adalah realisasi produksi per sumur agar dapat menentukan nilai *decline* yang akan digunakan pada *forecast* sumur tambahan.

4.1.1.2. Realisasi *Revenue*

Revenue didapatkan dari penjualan minyak, yaitu perkalian dari volume minyak yang terjual dengan harga minyak saat itu. Tabel 4.1 merupakan rincian dari *revenue* yang didapatkan tiap bulannya.

Tabel 4.1 Realisasi *Revenue*

Bulan	Harga Minyak (USD/BBLS))	Volume Produksi (BBLS)	Revenue (USD)	Bulan	Harga Minyak (USD/BBLS))	Volume Produksi (BBLS)	Revenue (USD)
Jul-13	108	689	74.210	Apr-16	39	3	116
Agu-13	114	9.083	1.035.529	Mei-16	41	12	483
Sep-13	108	8.022	869.397	Jun-16	40	925	36.808
Okt-13	109	8.705	947.399	Jul-16	34	1.069	35.898
Nov-13	110	7.543	827.372	Agu-16	38	4.921	187.744
Des-13	111	8.666	960.238	Sep-16	40	5.030	202.051
Jan-14	106	8.598	914.841	Okt-16	39	4.912	193.567
Feb-14	109	7.871	858.475	Nov-16	42	4.452	185.122
Mar-14	108	8.195	883.136	Des-16	48	3.851	184.560
Apr-14	109	7.456	813.200	Jan-17	47	3.765	176.238
Mei-14	110	7.478	818.869	Feb-17	47	3.103	144.927
Jun-14	112	7.200	808.991	Mar-17	44	2.922	128.376
Jul-14	106	7.224	765.885	Apr-17	43	2.767	118.527
Agu-14	103	7.133	736.030	Mei-17	41	2.714	112.416
Sep-14	95	6.856	649.020	Jun-17	39	2.465	96.225
Okt-14	86	7.143	613.336	Jul-17	44	2.439	106.711
Nov-14	70	8.395	588.917	Agu-17	44	2.331	102.965
Des-14	57	7.428	425.824	Sep-17	48	2.167	104.191
Jan-15	53	6.283	332.928	Okt-17	49	2.219	109.321
Feb-15	63	5.860	366.714	Nov-17	54	4.048	220.384
Mar-15	55	6.210	342.230	Des-17	56	7.382	415.393
Apr-15	67	5.704	380.881	Jan-18	61	12.254	751.180
Mei-15	66	5.436	356.389	Feb-18	57	10.693	608.662
Jun-15	64	5.255	334.168	Mar-18	57	15.871	903.522
Jul-15	52	5.231	273.126	Apr-18	63	14.180	888.646
Agu-15	54	4.993	270.345	Mei-18	68	13.444	908.968
Sep-15	48	4.671	225.956	Jun-18	66	12.031	789.745
Okt-15	50	4.635	229.705	Jul-18	66	11.435	750.394
Nov-15	45	4.114	183.513	Agu-18	65	11.415	739.003
Des-15	37	3.580	133.445	Sep-18	71	11.329	799.856
Jan-16	35	3.511	121.964	Okt-18	74	10.071	743.148
Feb-16	36	3.073	110.542	Nov-18	50	9.863	491.398
Mar-16	40	2.785	110.278	Des-18	52	9.660	502.133

4.1.1.3. Realisasi Biaya Pemboran dan *Workover*

Selama pengembangannya, PT. Alpha telah melakukan pemboran sebanyak 6 sumur dan 2 kegiatan *workover*. Kegiatan *workover* dilakukan untuk membuka sumur agar dapat diproduksi atau untuk meningkatkan produksi sumur tersebut. Tabel 4.2 dan tabel 4.3 adalah rincian pemboran dan *workover* yang telah dilaksanakan PT. Alpha di Lapangan Delta.

Tabel 4.2 Realisasi Pemboran

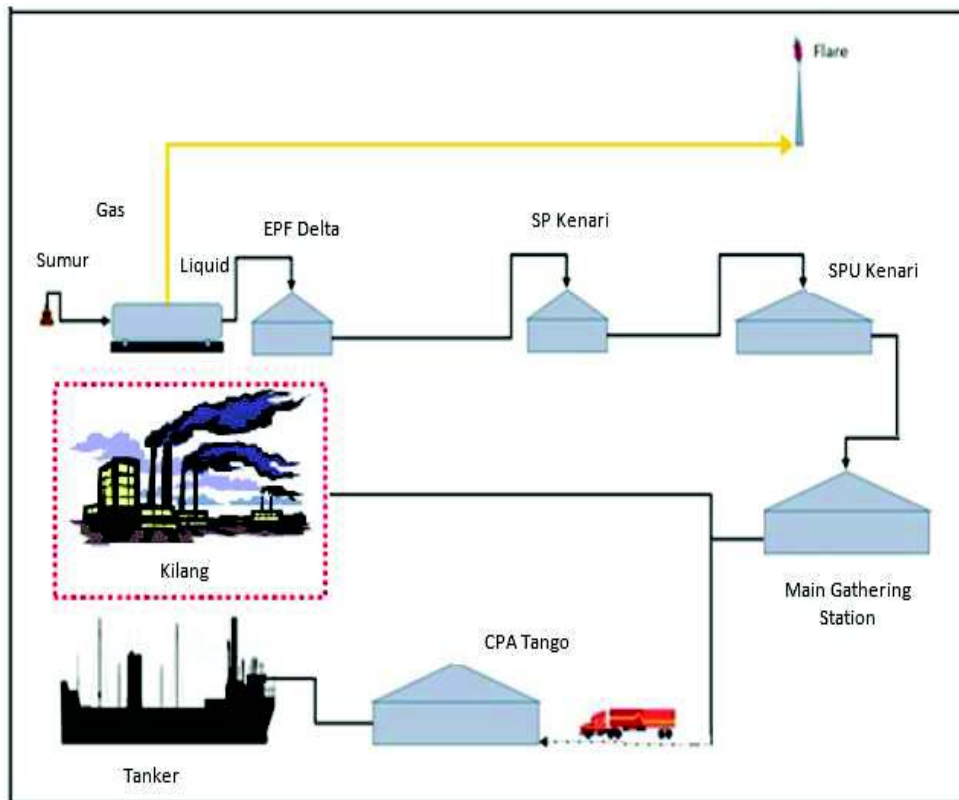
Nama Sumur	Tahun Pelaksanaan	Tangible Cost (USD)	Intangible Cost (USD)	Total Biaya (USD)
Delta-1	2013	554,371	4.845,527	5.399.898
Delta-2	2016	1.087,116	5.605,399	6.692.515
Delta-3	2014	344,864	1.740,952	2.085.816
Delta-4	2017	501,399	2.225,297	2.726.696
Delta-5	2017	524,338	2.433,403	2.957.741
Delta-6	2018	123,171	2.848,212	2.971.383

Tabel 4.3 Realisasi *Workover*

Nama Sumur	Tahun Pelaksanaan	Tangible Cost (USD)	Intangible Cost (USD)	Total Biaya (USD)
Delta-1	2017	35,203	297,616	332.819
Delta-3	2018	153,088	678,359	831.447

4.1.1.4. Realisasi Biaya Fasilitas Produksi

Fasilitas produksi yang digunakan di lokasi eksisting lapangan Delta menggunakan *Early Production Facilities* (EPF) sewa dengan kapasitas liquid sebesar 1452 BBLS dan gas sebesar 2.33 MMSCFD. Jumlah sumur yang masih diproduksi dengan EPF ini adalah sebanyak 5 sumur sejak Juli 2013 sampai dengan saat ini. Puncak produksi Lapangan Delta sebesar 1346 BLPD, 643 BOPD, dan 0.862 MMSCFD, sedangkan produksi saat ini (November 2018) adalah 762 BLPD, 224 BOPD dan 0.3 MMSCFD. Berikut ini adalah diagram alir fasilitas produksi eksisting lapangan Delta:



Gambar 4.2 Diagram Alir Fasilitas Produksi Lapangan Delta

Produksi dari sumur-sumur lapangan Delta dialirkan secara gross melalui fasilitas produksi di *Early Production Facilities* (EPF) sewa untuk dilakukan proses separasi. Gas yang terpisah dibakar di *flare*, sedangkan gross liquid (minyak dan air) dialirkan ke dalam *storage tank*. Gross Liquid dari *storage tank* akan dialirkan melalui *trukline* 4 inchi sepanjang kurang lebih 9 km menuju SP Kenari. Dari SP Kenari ini, liquid diteruskan menuju SPU Kenari.

Di SPU Kenari, sebagian air diinjeksikan ke dalam sumur injeksi sedangkan sebagian lagi dikirimkan secara gross ke *Main Gathering Station* (MGS). Dari MGS minyak akan dicampur dengan minyak dari lokasi lain dan akan dikirimkan ke konsumen (kilang atau ke tanker melalui CPA).

Sumur-sumur lapangan Delta telah diproduksi dari tahun 2014 dengan realisasi biaya hingga tahun 2018 dan estimasi biaya sewa di tahun 2019 sebesar :

Tabel 4.4 Realisasi Biaya Sewa Fasilitas

Tahun	Jumlah Bulan	Biaya (USD)
2013	6	609.200
2014	12	783.400
2015	12	917.100
2016	12	1.260.700
2017	12	893.000
2018	12	893.000
2019	8	593.700

Pada pengembangan berikutnya akan dibangun fasilitas produksi permanen. Fasilitas permanen ini akan menggantikan fasilitas sewa *Early Production Facilities* (EPF) dan disebut Stasiun Pengumpul (SP) Delta. Fasilitas permanen ini direncanakan dibangun berdasarkan *forecast* produksi di POD, yaitu dengan kapasitas liquid sebesar 1200 BBLS dan gas sebesar 2.33 MMSCFD. Pembangunan fasilitas permanen ini memakan biaya sebesar USD \$4.212.419. Fasilitas lainnya akan tetap sama seperti sekarang.

Seluruh peralatan pada fasilitas permanen didesain untuk dapat bertahan setidaknya selama 20 tahun. Fasilitas permanen dibangun pada tahun 2019 sehingga diprediksi tidak diperlukan penggantian peralatan hingga tahun 2039 apabila peralatan tersebut dirawat (*maintenance*) yang baik. Oleh karena itu, selama horizon perencanaan hingga tahun 2035, tidak diperhitungkan untuk penggantian peralatan baru.

4.1.1.5. Realisasi Biaya Lainnya

Selain biaya bor, *workover*, dan fasilitas produksi, ada biaya lain yang juga harus diperhitungkan, yaitu biaya pemasangan *trunkline*, *Abandonment Site and Restoration* (ASR), dan *variable operating cost*.

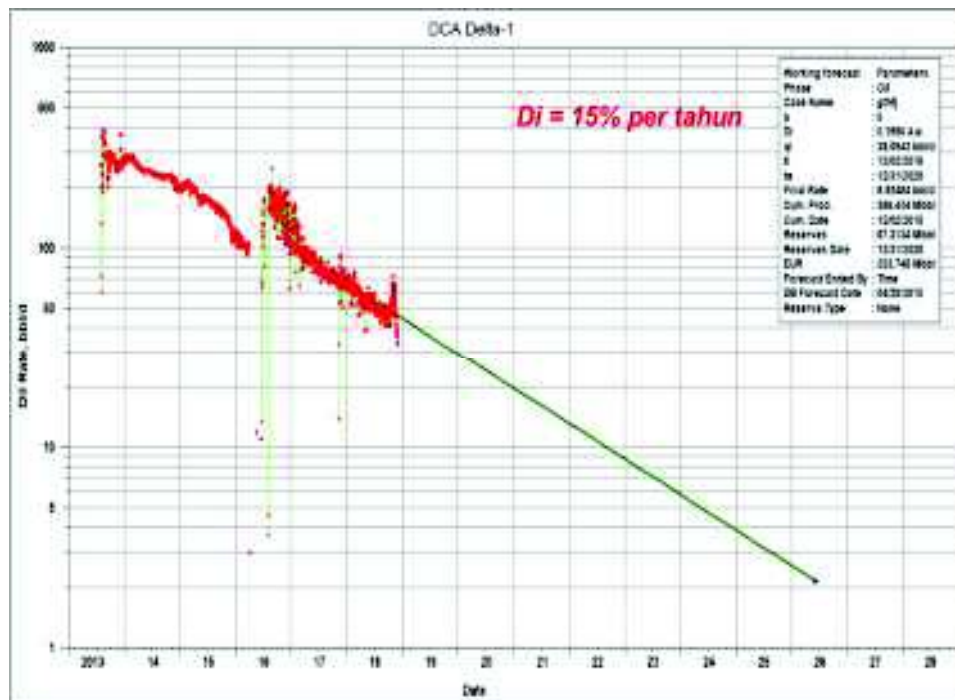
Trunkline 4 inch sepanjang 9 km dipasang untuk mengalirkan liquid dari EPF Delta ke SP Kenari. Pemasangan *trunkline* ini memakan biaya sebesar USD \$ 1.243.669 (termasuk biaya pembebasan lahan).

Sebagaimana dinyatakan dalam PSC PT. Alpha dan PTK SKK Migas No. 040/PTK/XI/2010, biaya ASR harus dicadangkan dalam pengembangan Lapangan Delta. Biaya ASR yang dibutuhkan untuk sumur sebesar USD \$217.860/sumur, untuk EPF/SP sebesar USD \$103.250, dan untuk flowline sebesar USD \$250.000.

Perhitungan *variable* dan *fixed operating cost* menggunakan pendekatan proporsional produksi lapangan Delta terhadap produksi PT. Alpha di Jawa Bagian Timur. Untuk *variable operating cost* didapatkan nilai USD \$1,86 / BBL. Sedangkan untuk *fixed operating cost* didapatkan nilai USD \$156.444 dengan eskalasi diasumsikan sebesar 2% per tahun.

4.1.2. History Matching dan Forecasting Produksi

History matching adalah tindakan menyesuaikan model reservoir hingga mereproduksi perilaku masa lalu dari reservoir. Pada simulasi reservoir, *history matching* dilakukan dengan mencocokkan produksi dan tekanan historis sedekat mungkin. Pada penelitian ini, *history matching* dari produksi masing-masing sumur dilakukan dengan metode *decline curve analysis* (DCA), yaitu dengan mencari *trendline* yang sesuai.



Gambar 4.3 History matching dan forecasting produksi sumur Delta-1

Decline curve analysis sumur dilakukan dengan menggunakan *software Oil Field Manager* (OFM) dari Schlumberger. Gambar 4.3 merupakan output DCA dari OFM di sumur Delta-1. DCA dari sumur lainnya dapat dilihat pada lampiran A.

Pada gambar 4.3 realisasi produksi digambarkan dengan titik berwarna merah. Garis berwarna hijau yang memotong titik-titik merah merupakan *trendline* hasil *decline curve analysis*. Sedangkan garis hijau yang memanjang dan menerus di luar titik-titik merah adalah ekstrapolasi dari *trendline* yang didapatkan sebelumnya. Garis ekstrapolasi ini merupakan *forecast* produksi dari sumur Delta-1.

Hal yang sama juga dilakukan terhadap produksi di sumur lainnya dan didapatkan hasil seperti pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 *Decline* sumur lapangan Delta

Sumur	<i>Qoi</i> (BOPD)	<i>Decline Trendline</i> (/tahun)
Delta-1	230	15%
Delta-3	93	21%
Delta-4	136	16%
Delta-5	214	14%
Delta-6	102	13%

Decline curve analysis tidak dilakukan terhadap sumur Delta-2 karena sumur ini *dry hole*. Rata-rata *decline* dari kelima sumur tersebut adalah 13,8% / tahun. Sedangkan rata-rata laju alir minyak di awal produksi (*Qoi*) adalah 155 BOPD. Angka ini akan digunakan untuk *forecasting* produksi sumur-sumur tambahan pada skenario di subbab 4.2.

Setelah dilakukan *decline curve analysis* di semua sumur lapangan Delta, hasilnya dijumlahkan dan didapatkan *forecast* produksi lapangan Delta seperti pada gambar 4.4.

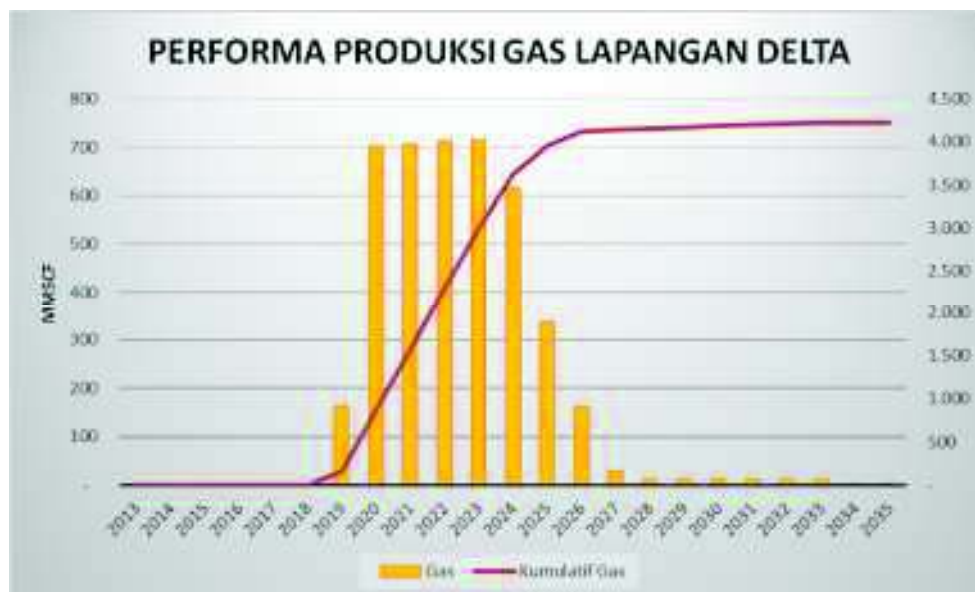
Selain menjual minyak, PT. Alpha juga berencana menjual gas terproduksi dari lapangan Delta. Penjualan gas ini direncanakan akan dilaksanakan pada akhir tahun 2019. Saat ini PT. Alpha sedang mempersiapkan penunjukan konsumen gas dan Perjanjian Jual Beli Gas

(PJBG). *Forecast* produksi gas didapatkan dari simulasi reservoir dengan hasil seperti pada gambar 4.5.

Dari perhitungan *forecast* produksi, didapatkan kumulatif produksi pada tahun 2035 sebesar 1,48 MMBBLS. Berdasarkan POD tahun 2017, cadangan di lapangan Delta sebesar 31,74 MMBBLS. Maka, *recovery factor* lapangan Delta baru 4,7%, artinya masih banyak minyak di reservoir yang masih dapat dieksploitasi.



Gambar 4.4 *Forecast* produksi minyak lapangan Delta



Gambar 4.5 *Forecast* produksi gas lapangan Delta

4.1.3. Proyeksi Aliran Kas dan Performansi Finansial *Base Case*

Proyeksi aliran kas menggunakan *forecast* produksi yang didapatkan di subbab 4.1.2. Untuk mendapatkan *revenue*, angka *forecast* produksi ini dikalikan dengan asumsi harga minyak dan gas. Asumsi harga minyak yang digunakan dalam penelitian ini adalah US\$ 65/BBL untuk tahun 2019 dan selanjutnya. Sementara asumsi harga gas yang digunakan adalah US\$ 4.42/MMBTU untuk laju alir gas kurang dari 0.5 MMSCFD, dan US\$ 4.64/MMBTU untuk laju alir gas lebih dari 0.5 MMSCFD, pada tahun 2019 dengan asumsi eskalasi sebesar 3% per tahun, dan GHV sebesar 1200 BTU/SCF. Asumsi harga minyak senilai US\$ 65/BBL menggunakan rata-rata selama 6 bulan terakhir (Juni 2018 – November 2018). Sedangkan asumsi harga gas menggunakan harga yang tertera pada POD karena belum ada realisasi penjualan gas maupun PJBG (Perjanjian Jual Beli Gas) yang disepakatai.

Pada subbab ini, ditampilkan perhitungan aliran kas di tahun 2019.

Lifting (penjualan) minyak = 161.4 MBbl

Harga minyak = USD \$65 / Bbl

Gross revenue form oil = *Lifting* minyak × Harga minyak
= 161.4 MBbl × USD \$65 / Bbl
= USD \$10.489.347

Lifting (penjualan) gas = 162.9 MMscf
= 162.9 MMscf × 1200 BTU/SCF
= 195.480 MMBTU

Harga gas = USD \$4.4 / MMBTU

Gross revenue form gas = *Lifting* gas × Harga gas
= 195.480 MMBTU × USD \$4.43 / MMBTU
= USD \$865.780

Total gross revenue = *Gross revenue form oil* + *Gross revenue form gas*

$$= \text{USD } \$10.489.347 + \text{USD } \$865.780$$

$$= \text{USD } \$11.355.127$$

Sesuai dengan PSC untuk PT. Alpha, persentase FTP yang berlaku bukan sebesar 20% seperti kebanyakan PSC, melainkan sebesar 5%

$$\text{FTP} = 5\% \times \text{Total gross revenue}$$

$$= 5\% \times \text{USD } \$11.355.127$$

$$= \text{USD } \$ 567.756$$

$$\text{Revenue after FTP} = \text{Total gross revenue} - \text{FTP}$$

$$= \text{USD } \$11.355.127 - \text{USD } \$ 567.756$$

$$= \text{USD } \$10.787.371$$

Operating cost terdiri dari 2 komponen, yaitu *variable* dan *fixed operating cost*. Untuk *variable operating cost* digunakan nilai USD \$1,86 / BBL dan USD \$0.72/Mscf. Sedangkan untuk *fixed operating cost* pada tahun 2019 merupakan biaya sewa EPF.

Variable operating cost

$$= (\text{USD } \$1,86 / \text{Bbl} \times \text{Lifting minyak}) + (\text{USD } \$0.72/\text{MMscf} \times \text{Lifting gas})$$

$$= (\text{USD } \$1,86 / \text{Bbl} \times 161.4 \text{ MBbl}) + (\text{USD } \$0.72/\text{Mscf} \times 162.9 \text{ MMscf})$$

$$= \text{USD } \$417.460$$

$$\text{Fixed operating cost} = \text{USD } \$593.700$$

$$\text{Total Operating Cost} = \text{Variable operating cost} + \text{Fixed operating cost}$$

$$= \text{USD } \$417.460 + \text{USD } \$593.700$$

$$= \text{USD } \$1.011.160$$

Biaya ASR yang dibutuhkan untuk sumur sebesar USD \$217.860/sumur, untuk SP sebesar USD \$103.250, dan untuk flowline sebesar USD \$250.000.

$$\text{ASR} = (\text{Jumlah sumur} \times \text{Biaya ASR sumur}) + \text{Biaya ASR SP} + \text{Biaya ASR Flowline}$$

$$\begin{aligned}
&= (6 \text{ sumur} \times \text{USD } \$217.860/\text{sumur}) + \text{USD } \$103.250 + \text{USD } \$250.000 \\
&= \text{USD } \$1.660.410
\end{aligned}$$

Biaya ASR ini kemudian dikonversi dengan eskalasi sebesar 2.5% menjadi nilai yang akan datang, yaitu nilai di tahun 2035 dimana *restoration* dan *abandonment* rencananya akan dilaksanakan dan dibagi rata untuk tiap tahun lapangan Delta berproduksi.

$$\begin{aligned}
\text{FV ASR @ 2035} &= \text{ASR} \times (1 + 2.5\%)^i \\
&= \text{USD } \$1.660.410 \times (1 + 2.5\%)^{22} \\
&= \text{USD } \$2.858.514
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{ASR tiap tahun} &= \text{USD } \$2.858.514 / 23 \text{ tahun} \\
&= \text{USD } \$124.583 / \text{tahun}
\end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi yang ditanamkan dihitung dengan menggunakan metode double declining balance. Nilai depresiasi di tahun 2019 didapatkan dari penjumlahan investasi pemboran sumur Delta-3 di tahun 2014, pemboran sumur Delta-2 di tahun 2016, pemboran sumur Delta-4 di tahun 2017, pemboran sumur Delta-5 di tahun 2017, pemboran sumur Delta-6 di tahun 2018, workover sumur Delta-1 di tahun 2017, dan workover sumur Delta-3 di tahun 2018. Laju depresiasi yang digunakan sebesar 25%

$$\begin{aligned}
&\text{Investasi di tahun 2014} \\
&= \text{tangible cost pemboran sumur Delta-3} \\
&= \text{USD } \$1.087.116
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&\text{Depresiasi dari investasi di tahun 2014 @ 2015} \\
&= 2R \times (K - \sum_1^{i-1} D) \\
&= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$1.087.116 - 0) \\
&= \text{USD } \$543.558
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&\text{Depresiasi dari investasi di tahun 2014 @ 2016} \\
&= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$1.087.116 - \text{USD } \$543.558) \\
&= \text{USD } \$271.779
\end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2014 @ 2017

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$ 1.087.116 - (\text{USD } \$543.558 + \\ &\quad \text{USD } \$271.779)) \\ &= \text{USD } \$135.890 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2014 @ 2018

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$ 1.087.116 - (\text{USD } \$543.558 + \\ &\quad \text{USD } \$271.779 + \text{USD } \$135.890)) \\ &= \text{USD } \$67.945 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2014 @ 2019

$$\begin{aligned} &= \text{USD } \$ 1.087.116 - (\text{USD } \$543.558 + \text{USD } \$271.779 + \\ &\quad \text{USD } \$135.890 + \text{USD } \$67.945) \\ &= \text{USD } \$67.945 \end{aligned}$$

Investasi di tahun 2016

$$\begin{aligned} &= \text{tangible cost pemboran sumur Delta-2} \\ &= \text{USD } \$ 344.864 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2016 @ 2017

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$ 344.864 - 0) \\ &= \text{USD } \$172.432 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2016 @ 2018

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$ 344.864 - \text{USD } \$172.432) \\ &= \text{USD } \$86.216 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2016 @ 2019

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$ 344.864 - (\text{USD } \$172.432 + \\ &\quad \text{USD } \$86.216)) \\ &= \text{USD } \$43.108 \end{aligned}$$

Investasi di tahun 2017

$$\begin{aligned} &= \text{tangible cost pemboran sumur Delta-4} + \text{tangible cost pemboran} \\ &\quad \text{sumur Delta-5} + \text{tangible cost workover sumur Delta-1} \\ &= \text{USD } \$501.399 + \text{USD } \$524.338 + \text{USD } \$35.203 \\ &= \text{USD } \$1.060.940 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2017 @ 2018

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$1.060.940 - 0) \\ &= \text{USD } \$530.470 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2017 @ 2019

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$1.060.940 - \text{USD } \$530.470) \\ &= \text{USD } \$265.235 \end{aligned}$$

Investasi di tahun 2018

$$\begin{aligned} &= \text{tangible cost pemboran sumur Delta-6} + \text{tangible cost workover} \\ &\quad \text{sumur Delta-3} \\ &= \text{USD } \$123.171 + \text{USD } \$153.088 \\ &= \text{USD } \$276.259 \end{aligned}$$

Depresiasi dari investasi di tahun 2018 @ 2019

$$\begin{aligned} &= 2 \times 25\% \times (\text{USD } \$276.259 - 0) \\ &= \text{USD } \$138.130 \end{aligned}$$

Total depresiasi di tahun 2019

$$\begin{aligned} &= \text{USD } \$67.945 + \text{USD } \$43.108 + \text{USD } \$265.235 + \text{USD } \$138.130 \\ &= \text{USD } \$514.417 \end{aligned}$$

Pada tahun 2019 tidak ada investasi yang bersifat *intangible cost* dan *unrecovered cost* dari tahun 2018. Setelah menghitung *operating cost*, *ASR*, dan depresiasi, maka nilai *cost recovery* dapat dihitung.

Cost recovery

$$\begin{aligned} &= \text{Intangible Cost} + \text{Operating Cost} + \text{ASR} + \text{Depresiasi} + \\ &\quad \text{Unrecovered Cost} \\ &= 0 + \text{USD } \$1.011.160 + \text{USD } \$124.583 + \text{USD } \$514.417 + 0 \\ &= \text{USD } \$1.649.860 \end{aligned}$$

Karena nilai dari *gross revenue after FTP* (USD \$10.787.371) lebih besar dari nilai *cost recovery* (USD \$1.649.860), maka seluruh biaya yang

telah dikeluarkan PT. Alpha di lapangan Delta pada tahun 2019 dapat diganti oleh Pemerintah. Dengan kata lain, *recovered cost* tahun 2019 senilai USD \$1.649.860 dan tidak ada *unrecovered cost*. Berikutnya dihitung *Equity to be split*.

$$\begin{aligned}\text{ETS} &= \text{Revenue} - \text{FTP} - \text{CR} \\ &= \text{USD } \$10.787.371 - \text{USD } \$1.649.860 \\ &= \text{USD } \$9.137.511\end{aligned}$$

Sesuai PSC PT. Alpha, persentasi bagi hasil antara PT. Alpha dengan Pemerintah sebelum pajak adalah 67.23% : 32.77%. Dengan menggunakan persentasi bagi hasil tersebut, dapat dihitung ETS dan FTP untuk PT. Alpha dan Pemerintah serta

$$\begin{aligned}\text{ETS PT. Alpha} &= 67.23\% \times \text{ETS} \\ &= 67.23\% \times \text{USD } \$9.137.511 \\ &= \text{USD } \$6.142.856\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{FTP PT. Alpha} &= 67.23\% \times \text{FTP} \\ &= 67.23\% \times \text{USD } \$567.756 \\ &= \text{USD } \$381.684\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{ETS Pemerintah} &= 32.77\% \times \text{ETS} \\ &= 32.77\% \times \text{USD } \$9.137.511 \\ &= \text{USD } \$2.994.655\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{FTP Pemerintah} &= 32.77\% \times \text{FTP} \\ &= 32.77\% \times \text{USD } \$567.756 \\ &= \text{USD } \$186.072\end{aligned}$$

Tahap berikutnya adalah perhitungan DMO dimana besaran kewajiban kontraktor adalah paling banyak 25% dari bagiannya setelah 5

tahun produksi berjalan. Sesuai dengan PSC PT. Alpha, DMO Fee untuk PT. Alpha sebesar 100% (sama dengan harga pasar).

$$\begin{aligned}
 \text{DMO} &= 25\% \times \text{Gross Revenue} \times \text{Persentase KKKS} \\
 &= 25\% \times \text{USD } \$11.355.127 \times 67.23\% \\
 &= \text{USD } \$1.908.422 \\
 \text{DMO Fee} &= 100\% \times \text{DMO} \\
 &= \text{USD } \$1.908.422 \\
 \text{Net DMO} &= \text{DMO} - \text{DMO Fee} = 0
 \end{aligned}$$

Pajak dari PT. Alpha ditetapkan sebesar 40.5% dari taxable income.

$$\begin{aligned}
 \text{Taxable income} &= \text{ETS PT. Alpha} + \text{FTP PT. Alpha} - \text{Net DMO} \\
 &= \text{USD } \$6.142.856 + \text{USD } \$381.684 - 0 \\
 &= \text{USD } \$6.524.540
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Tax} &= 40.5\% \times \text{Taxable income} \\
 &= 40.5\% \times \text{USD } \$6.524.540 \\
 &= \text{USD } \$2.642.439
 \end{aligned}$$

Setelah dikurangi pemotongan pajak, maka share untuk PT. Alpha dan Pemerintah adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \text{Net PT. Alpha Share (CS)} &= \text{FTP PT. Alpha} + \text{ETS PT. Alpha} - \text{Tax} \\
 &= \text{USD } \$381.684 + \text{USD } \$6.142.856 - \text{USD } \$2.642.439 \\
 &= \text{USD } \$3.882.102
 \end{aligned}$$

PT. Alpha Cash Flow (CF)

$$\begin{aligned}
 &= \text{Recovered Cost} + \text{Net PT. Alpha Share} - (\text{Total investasi} + \text{Total Operating Cost} + \text{ASR}) \\
 &= \text{USD } \$1.649.860 + \text{USD } \$3.882.102 - (\text{USD } \$4.212.419 + \text{USD } \$1.011.160 + \text{USD } \$124.583) \\
 &= \text{USD } \$184.100
 \end{aligned}$$

Gov.Share (GS)

$$\begin{aligned}
 &= \text{FTP Pemerintah} + \text{ETS Pemerintah} + \text{Tax} + \text{Net DMO} \\
 &= \text{USD } \$186.072 + \text{USD } \$2.994.655 + \text{USD } \$2.642.439 + 0 \\
 &= \text{USD } \$5.823.165
 \end{aligned}$$

Dengan menggunakan cara yang sama, aliran kas untuk setiap tahunnya dihitung. Hasil perhitungan aliran kas ditampilkan pada gambar 4.6, sedangkan perhitungan detailnya dapat dilihat pada lampiran B.



Gambar 4.6 Profil aliran kas PT. Alpha dan Pemerintah

Aliran kas ini kemudian digunakan untuk perhitungan performansi finansial. *Net cash flow* didapatkan dari penjumlahan *Net PT. Alpha Share* tanpa dikonversi ke nilai sekarang.

$$\begin{aligned}
 \text{Net Cash Flow} &= \text{USD } \$108.135 + \text{USD } \$605.608 + \text{USD } \$511.872 + \text{USD } \\
 &\quad \$27.444 + \text{USD } \$45.198 + \text{USD } \$2.285.617 + \text{USD } \$ \\
 &\quad 3.882.101 + \text{USD } \$3.834.658 + \text{USD } \$3.819.636 + \text{USD } \$ \\
 &\quad 3.665.818 + \text{USD } \$3.480.849 + \text{USD } \$3.005.355 + \text{USD } \$ \\
 &\quad 2.219.823 + \text{USD } \$1.568.821 + \text{USD } \$1.070.097 + \text{USD } \$ \\
 &\quad 871.394 + \text{USD } \$728.236 + \text{USD } \$607.921 + \text{USD } \$505.089 \\
 &\quad + \text{USD } \$418.756 + \text{USD } \$338.148 + \text{USD } \$253.998 + \text{USD } \\
 &\quad \$200.293 \\
 &= \text{USD } \$34.054.880
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Gross Revenue} &= \text{USD } \$5.406.774 + \text{USD } \$9.100.141 + \text{USD } \$3.429.400 + \\
&\text{USD } \$1.372.222 + \text{USD } \$2.259.907 + \text{USD } \$11.392.504 + \\
&\text{USD } \$11.355.127 + \text{USD } \$12.958.875 + \text{USD } \$11.734.016 + \\
&\text{USD } \$10.758.777 + \text{USD } \$9.944.233 + \text{USD } \$8.648.152 + \\
&\text{USD } \$6.202.405 + \text{USD } \$4.435.299 + \text{USD } \$3.082.789 + \\
&\text{USD } \$2.566.539 + \text{USD } \$2.201.605 + \text{USD } \$1.895.639 + \\
&\text{USD } \$1.634.827 + \text{USD } \$1.416.592 + \text{USD } \$1.212.377 + \\
&\text{USD } \$995.917 + \text{USD } \$857.668 \\
&= \text{USD } \$124.861.797
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\% \text{ Net Cash Flow to Gross Revenue} &= \frac{\text{USD } \$34.054.880}{\text{USD } \$124.861.797} \times 100\% \\
&= 27.27\%
\end{aligned}$$

Perhitungan NPV PT. Alpha dilakukan dengan mengkonversi cash flow PT. Alpha menggunakan discount rate sebesar 11.07% sesuai dengan ketentuan dari induk PT. Alpha.

$$\begin{aligned}
NPV &= \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \\
&= -\text{USD } \$2.223.877 + \frac{\text{USD } \$417.512}{(1+11.07\%)^1} + \frac{\text{USD } \$1.504.940}{(1+11.07\%)^2} \\
&\quad + \frac{-\text{USD } \$2.204.184}{(1+11.07\%)^3} + \frac{-\text{USD } \$4.927.853}{(1+11.07\%)^4} + \frac{\text{USD } \$2.806.367}{(1+11.07\%)^5} \\
&\quad + \frac{\text{USD } \$184.099}{(1+11.07\%)^6} + \frac{\text{USD } \$6.164.104}{(1+11.07\%)^7} + \frac{\text{USD } \$4.995.136}{(1+11.07\%)^8} \\
&\quad + \frac{\text{USD } \$4.275.946}{(1+11.07\%)^9} + \frac{\text{USD } \$3.761.392}{(1+11.07\%)^{10}} + \frac{\text{USD } \$3.268.631}{(1+11.07\%)^{11}} \\
&\quad + \frac{\text{USD } \$2.219.823}{(1+11.07\%)^{12}} + \frac{\text{USD } \$1.568.821}{(1+11.07\%)^{13}} + \frac{\text{USD } \$1.070.097}{(1+11.07\%)^{14}} \\
&\quad + \frac{\text{USD } \$871.394}{(1+11.07\%)^{15}} + \frac{\text{USD } \$728.236}{(1+11.07\%)^{16}} + \frac{\text{USD } \$607.921}{(1+11.07\%)^{17}} \\
&\quad + \frac{\text{USD } \$505.089}{(1+11.07\%)^{18}} + \frac{\text{USD } \$465.763}{(1+11.07\%)^{19}} + \frac{\text{USD } \$378.492}{(1+11.07\%)^{20}} \\
&\quad + \frac{\text{USD } \$284.211}{(1+11.07\%)^{21}} + \frac{\text{USD } \$226.520}{(1+11.07\%)^{22}} \\
&= \text{USD } \$6.607.631
\end{aligned}$$

Internal Rate of Return adalah suatu tingkat penghasilan yang mengakibatkan nilai NPV dari suatu investasi sama dengan nol. IRR didapatkan dengan cara *trial and error*. Pada perhitungan ini, akan dicoba untuk menghitung NPV dengan menggunakan discount rate 25% dan 30%.

Discount Rate = 25%

$$\begin{aligned}
 NPV &= -USD \$2.223.877 + \frac{USD \$417.512}{(1 + 25\%)^1} + \frac{USD \$1.504.940}{(1 + 25\%)^2} \\
 &+ \frac{-USD \$2.204.184}{(1 + 25\%)^3} + \frac{-USD \$4.927.853}{(1 + 25\%)^4} + \frac{USD \$2.806.367}{(1 + 25\%)^5} \\
 &+ \frac{USD \$184.099}{(1 + 25\%)^6} + \frac{USD \$6.164.104}{(1 + 25\%)^7} + \frac{USD \$4.995.136}{(1 + 25\%)^8} \\
 &+ \frac{USD \$4.275.946}{(1 + 25\%)^9} + \frac{USD \$3.761.392}{(1 + 25\%)^{10}} + \frac{USD \$3.268.631}{(1 + 25\%)^{11}} \\
 &+ \frac{USD \$2.219.823}{(1 + 25\%)^{12}} + \frac{USD \$1.568.821}{(1 + 25\%)^{13}} + \frac{USD \$1.070.097}{(1 + 25\%)^{14}} \\
 &+ \frac{USD \$871.394}{(1 + 25\%)^{15}} + \frac{USD \$728.236}{(1 + 25\%)^{16}} + \frac{USD \$607.921}{(1 + 25\%)^{17}} + \frac{USD \$505.089}{(1 + 25\%)^{18}} \\
 &+ \frac{USD \$465.763}{(1 + 25\%)^{19}} + \frac{USD \$378.492}{(1 + 25\%)^{20}} + \frac{USD \$284.211}{(1 + 25\%)^{21}} + \frac{USD \$226.520}{(1 + 25\%)^{22}} \\
 &= USD \$526.907
 \end{aligned}$$

Discount Rate = 30%

$$\begin{aligned}
 NPV &= -USD \$2.223.877 + \frac{USD \$417.512}{(1 + 30\%)^1} + \frac{USD \$1.504.940}{(1 + 30\%)^2} \\
 &+ \frac{-USD \$2.204.184}{(1 + 30\%)^3} + \frac{-USD \$4.927.853}{(1 + 30\%)^4} + \frac{USD \$2.806.367}{(1 + 30\%)^5} \\
 &+ \frac{USD \$184.099}{(1 + 30\%)^6} + \frac{USD \$6.164.104}{(1 + 30\%)^7} + \frac{USD \$4.995.136}{(1 + 30\%)^8} \\
 &+ \frac{USD \$4.275.946}{(1 + 30\%)^9} + \frac{USD \$3.761.392}{(1 + 30\%)^{10}} + \frac{USD \$3.268.631}{(1 + 30\%)^{11}} \\
 &+ \frac{USD \$2.219.823}{(1 + 30\%)^{12}} + \frac{USD \$1.568.821}{(1 + 30\%)^{13}} + \frac{USD \$1.070.097}{(1 + 30\%)^{14}} \\
 &+ \frac{USD \$871.394}{(1 + 30\%)^{15}} + \frac{USD \$728.236}{(1 + 30\%)^{16}} + \frac{USD \$607.921}{(1 + 30\%)^{17}} + \frac{USD \$505.089}{(1 + 30\%)^{18}} \\
 &+ \frac{USD \$465.763}{(1 + 30\%)^{19}} + \frac{USD \$378.492}{(1 + 30\%)^{20}} + \frac{USD \$284.211}{(1 + 30\%)^{21}} + \frac{USD \$226.520}{(1 + 30\%)^{22}} \\
 &= - USD \$209.970
 \end{aligned}$$

Dari kedua nilai NPV di atas, dapat disimpulkan bahwa untuk *base case* $25\% < IRR < 30\%$. Nilai IRR diperoleh dengan interpolasi kedua nilai NPV di atas.

$$IRR = 25\% + (30\% - 25\%) \times \frac{USD \$526.907}{USD \$526.907 + USD \$209.970} = 28.29\%$$

POT didapatkan ketika *cash flow* PT. Alpha berubah dari negatif ke positif, yaitu antara tahun ke-6 dan tahun ke-7.

$$POT = 6 + \frac{USD \$4.442.995}{USD \$4.442.995 + USD \$1.172.110} = 6.72 \text{ tahun}$$

Performansi finansial base case juga dilihat dari sisi Pemerintah. Kumulatif FTP + Equity, tax, net DMO, dan net government share dilakukan tanpa mengkonversi ke nilai sekarang.

$$\begin{aligned} \text{Total FTP Pemerintah} &= USD \$ 88.598 + USD \$ 149.120 + USD \$ 56.196 + USD \\ &\quad \$ 22.486 + USD \$ 37.032 + USD \$ 186.684 + USD \$ \\ &\quad 186.071 + USD \$ 212.351 + USD \$ 192.280 + USD \$ \\ &\quad 176.299 + USD \$ 162.952 + USD \$ 141.713 + USD \$ \\ &\quad 101.636 + USD \$ 72.679 + USD \$ 50.516 + USD \$ 42.056 \\ &\quad + USD \$ 36.076 + USD \$ 31.063 + USD \$ 26.789 + USD \\ &\quad \$ 23.213 + USD \$ 19.866 + USD \$ 16.319 + USD \$ 14.054 \\ &= USD \$ 2.046.060 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Total ETS Pemerintah} &= USD \$0 + USD \$347.073 + USD \$363.196 + USD \$0 + \\ &\quad USD \$0 + USD \$1.685.993 + USD \$2.994.654 + USD \\ &\quad \$2.929.503 + USD \$2.937.266 + USD \$2.827.219 + USD \\ &\quad \$2.689.016 + USD \$2.320.667 + USD \$1.717.133 + USD \\ &\quad \$1.212.704 + USD \$826.247 + USD \$671.904 + USD \\ &\quad \$560.590 + USD \$467.025 + USD \$387.046 + USD \\ &\quad \$319.887 + USD \$257.189 + USD \$191.789 + USD \\ &\quad \$150.052 \\ &= USD \$25.856.162 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{FTP + Equity} &= \text{Total FTP Pemerintah} + \text{Total ETS Pemerintah} \\
&= \text{USD \$ 2.046.060} + \text{USD \$25.856.162} \\
&= \text{USD \$ 27.902.223}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Tax} &= \text{USD \$73.604} + \text{USD \$412.221} + \text{USD \$348.417} + \text{USD \$18.680} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$30.765} + \text{USD \$1.555.756} + \text{USD \$2.642.438} + \text{USD \$2.610.145} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$2.599.920} + \text{USD \$2.495.221} + \text{USD \$2.369.317} + \text{USD \$2.045.662} + \\
&\quad \text{USD \$1.510.972} + \text{USD \$1.067.853} + \text{USD \$728.385} + \text{USD \$593.134} + \\
&\quad \text{USD \$495.690} + \text{USD \$413.795} + \text{USD \$343.800} + \text{USD \$285.036} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$230.168} + \text{USD \$172.889} + \text{USD \$ 136.334} \\
&= \text{USD \$23.180.212}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Net Government Share} &= \text{USD \$162.203} + \text{USD \$908.415} + \text{USD \$767.810} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$41.166} + \text{USD \$67.797} + \text{USD \$3.428.434} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$5.823.165} + \text{USD \$5.752.001} + \text{USD \$5.729.468} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$5.498.740} + \text{USD \$5.221.286} + \text{USD \$4.508.043} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$3.329.742} + \text{USD \$2.353.237} + \text{USD \$1.605.150} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$1.307.095} + \text{USD \$1.092.357} + \text{USD \$911.883} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$757.635} + \text{USD \$628.136} + \text{USD \$507.224} + \text{USD} \\
&\quad \text{\$380.998} + \text{USD \$300.440} \\
&= \text{USD \$51.082.435}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\% \text{ Net Gov. Share to Gross Revenue} &= \frac{\text{USD \$51.082.435}}{\text{USD \$124.861.797}} \times 100\% \\
&= 40.91\%
\end{aligned}$$

Perhitungan NPV Pemerintah dilakukan dengan mengkonversi *government share* menggunakan *discount rate* sebesar 10% sesuai dengan ketentuan Pemerintah.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{GS_t}{(1+i)^t}$$

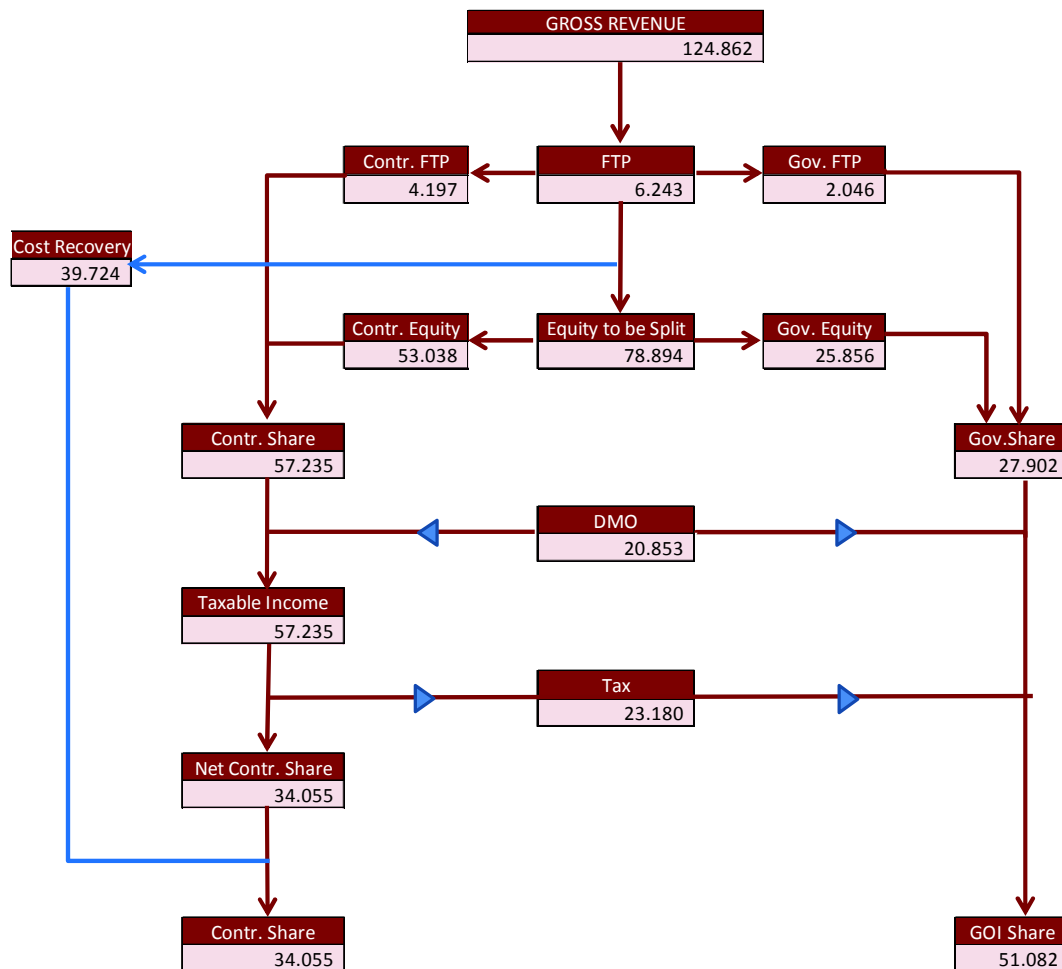
$$\begin{aligned}
&= \text{USD } \$162.203 + \frac{\text{USD } \$908.415}{(1 + 10\%)^1} + \frac{\text{USD } \$767.810}{(1 + 10\%)^2} + \frac{\text{USD } \$4.1166}{(1 + 10\%)^3} \\
&+ \frac{\text{USD } \$67.797}{(1 + 10\%)^4} + \frac{\text{USD } \$3.428.434}{(1 + 10\%)^5} + \frac{\text{USD } \$5.823.165}{(1 + 10\%)^6} \\
&+ \frac{\text{USD } \$5.752.001}{(1 + 10\%)^7} + \frac{\text{USD } \$5.729.468}{(1 + 10\%)^8} + \frac{\text{USD } \$5.498.740}{(1 + 10\%)^9} \\
&+ \frac{\text{USD } \$5.221.286}{(1 + 10\%)^{10}} + \frac{\text{USD } \$4.508.043}{(1 + 10\%)^{11}} + \frac{\text{USD } \$3.329.742}{(1 + 10\%)^{12}} \\
&+ \frac{\text{USD } \$2.353.237}{(1 + 10\%)^{13}} + \frac{\text{USD } \$1.605.150}{(1 + 10\%)^{14}} + \frac{\text{USD } \$1.307.095}{(1 + 10\%)^{15}} \\
&+ \frac{\text{USD } \$1.092.357}{(1 + 10\%)^{16}} + \frac{\text{USD } \$911.883}{(1 + 10\%)^{17}} + \frac{\text{USD } \$757.635}{(1 + 10\%)^{18}} \\
&+ \frac{\text{USD } \$628.136}{(1 + 10\%)^{19}} + \frac{\text{USD } \$507.224}{(1 + 10\%)^{20}} + \frac{\text{USD } \$380.998}{(1 + 10\%)^{21}} + \frac{\text{USD } \$300.440}{(1 + 10\%)^{22}} \\
&= \text{USD } \$19.967.585
\end{aligned}$$

Secara lengkap, performansi finansial *base case* ditampilkan pada tabel 4.8.

Tabel 4.7 Performansi finansial *base case*

PARAMETER	UNIT	UNIT
Contractor:		
• Net Cash Flow	MUS\$	34.055
(% to Gross Rev.)	%	27,27
• IRR	%	28
• NPV	MUS\$	6.608
• POT	year	6,7
Government:		
• FTP + Equity	MUS\$	27.902
• Tax	MUS\$	23.180
• Net DMO	MUS\$	-
• Net Cash Flow (Gov. Share)	MUS\$	51.082
(% to Gross Rev.)	%	40,91
• Gov. NPV @ 10%	MUS\$	19.968

Gambar 4.7 menampilkan hasil perhitungan sesuai skema cost recovery.



Gambar 4.7. Ringkasan perhitungan aliran kas

Pada analisa skenario pengembangan, horizon perencanaan yang digunakan adalah dari tahun 2019 dimana pengembangan tambahan yang direncanakan mulai dilaksanakan dan berakhir pada tahun 2035. Oleh karena itu, perhitungan aliran kas dan performansi finansial juga perlu dilakukan dengan menyesuaikan horizon perencanaan tersebut. Profil aliran kas PT. Alpha dan Pemerintah selama horizon perencanaan di tahun 2019 hingga tahun 2035 ditampilkan pada gambar 4.8.



Gambar 4.8 Profil aliran kas *base case* dengan penyesuaian horizon perencanaan

Dengan cara yang sama seperti sebelumnya, performansi finansial *base case* untuk horizon perencanaan dari tahun 2019 hingga tahun 2035 juga dihitung.

$$\begin{aligned}
 NPV &= USD \$184.099 + \frac{USD \$6.164.104}{(1 + 11.07\%)^1} + \frac{USD \$4.995.136}{(1 + 11.07\%)^2} \\
 &+ \frac{USD \$4.275.946}{(1 + 11.07\%)^3} + \frac{USD \$3.761.392}{(1 + 11.07\%)^4} + \frac{USD \$3.268.631}{(1 + 11.07\%)^5} \\
 &+ \frac{USD \$2.219.823}{(1 + 11.07\%)^6} + \frac{USD \$1.568.821}{(1 + 11.07\%)^7} + \frac{USD \$1.070.097}{(1 + 11.07\%)^8} \\
 &+ \frac{USD \$871.394}{(1 + 11.07\%)^9} + \frac{USD \$728.236}{(1 + 11.07\%)^{10}} + \frac{USD \$607.921}{(1 + 11.07\%)^{11}} \\
 &+ \frac{USD \$505.089}{(1 + 11.07\%)^{12}} + \frac{USD \$465.763}{(1 + 11.07\%)^{13}} + \frac{USD \$378.492}{(1 + 11.07\%)^{14}} \\
 &+ \frac{USD \$284.211}{(1 + 11.07\%)^{15}} + \frac{USD \$226.520}{(1 + 11.07\%)^{16}} \\
 &= USD \$18.853.728
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Net \ Cash \ Flow &= USD \$ 3.882.101 + USD \$ 3.834.658 + USD \$ \\
 &3.819.636 + USD \$ 3.665.818 + USD \$ 3.480.849 + USD \\
 &\$ 3.005.355 + USD \$ 2.219.823 + USD \$ 1.568.821 + \\
 &USD \$ 1.070.097 + USD \$ 871.394 + USD \$ 728.236 +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{USD \$ 607.921} + \text{USD \$ 505.089} + \text{USD \$ 418.756} + \\ & \text{USD \$ 338.148} + \text{USD \$ 253.998} + \text{USD \$ 200.293} \\ & = \text{USD \$30.471.003} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Gross Revenue} &= \text{USD \$11.355.127} + \text{USD \$12.958.875} + \text{USD} \\ & \text{\$11.734.016} + \text{USD \$10.758.777} + \text{USD \$9.944.233} + \\ & \text{USD \$8.648.152} + \text{USD \$6.202.405} + \text{USD \$4.435.299} + \\ & \text{USD \$3.082.789} + \text{USD \$2.566.539} + \text{USD \$2.201.605} + \\ & \text{USD \$1.895.639} + \text{USD \$1.634.827} + \text{USD \$1.416.592} + \\ & \text{USD \$1.212.377} + \text{USD \$995.917} + \text{USD \$857.668} \\ & = \text{USD \$91.900.846} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \% \text{ Net Cash Flow to Gross Revenue} &= \frac{\text{USD \$30.471.003}}{\text{USD \$91.900.846}} \times 100\% \\ &= 33,16\% \end{aligned}$$

IRR dan POT tidak dapat dihitung karena semua aliran kas bernilai positif. Selanjutnya dilakukan perhitungan performansi finansial dari sisi Pemerintah.

$$\begin{aligned} \text{Total FTP Pemerintah} &= \text{USD \$ 186.071} + \text{USD \$ 212.351} + \text{USD \$} \\ & \text{192.280} + \text{USD \$ 176.299} + \text{USD \$ 162.952} + \text{USD} \\ & \text{\$ 141.713} + \text{USD \$ 101.636} + \text{USD \$ 72.679} + \\ & \text{USD \$ 50.516} + \text{USD \$ 42.056} + \text{USD \$ 36.076} + \\ & \text{USD \$ 31.063} + \text{USD \$ 26.789} + \text{USD \$ 23.213} + \\ & \text{USD \$ 19.866} + \text{USD \$ 16.319} + \text{USD \$ 14.054} \\ & = \text{USD \$ 1.505.942} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Total ETS Pemerintah} &= \text{USD \$2.994.654} + \text{USD \$2.929.503} + \text{USD} \\ & \text{\$2.937.266} + \text{USD \$2.827.219} + \text{USD \$2.689.016} \\ & + \text{USD \$2.320.667} + \text{USD \$1.717.133} + \text{USD} \\ & \text{\$1.212.704} + \text{USD \$826.247} + \text{USD \$671.904} + \\ & \text{USD \$560.590} + \text{USD \$467.025} + \text{USD \$387.046} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&+ \text{USD } \$319.887 + \text{USD } \$257.189 + \text{USD } \\
&\$191.789 + \text{USD } \$150.052 \\
&= \text{USD } \$23.459.898
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{FTP} + \text{Equity} &= \text{Total FTP Pemerintah} + \text{Total ETS Pemerintah} \\
&= \text{USD } \$1.505.942 + \text{USD } \$23.459.898 \\
&= \text{USD } \$24.965.840
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Tax} &= \text{USD } \$2.642.438 + \text{USD } \$2.610.145 + \text{USD } \$2.599.920 + \text{USD } \\
&\$2.495.221 + \text{USD } \$2.369.317 + \text{USD } \$2.045.662 + \text{USD } \\
&\$1.510.972 + \text{USD } \$1.067.853 + \text{USD } \$728.385 + \text{USD } \$593.134 \\
&+ \text{USD } \$495.690 + \text{USD } \$413.795 + \text{USD } \$343.800 + \text{USD } \\
&\$285.036 + \text{USD } \$230.168 + \text{USD } \$172.889 + \text{USD } \$136.334 \\
&= \text{USD } \$20.740.767
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{Net Government Share} &= \text{USD } \$5.823.165 + \text{USD } \$5.752.001 + \text{USD } \\
&\$5.729.468 + \text{USD } \$5.498.740 + \text{USD } \\
&\$5.221.286 + \text{USD } \$4.508.043 + \text{USD } \\
&\$3.329.742 + \text{USD } \$2.353.237 + \text{USD } \\
&\$1.605.150 + \text{USD } \$1.307.095 + \text{USD } \\
&\$1.092.357 + \text{USD } \$911.883 + \text{USD } \$757.635 + \\
&\text{USD } \$628.136 + \text{USD } \$507.224 + \text{USD } \\
&\$380.998 + \text{USD } \$300.440 \\
&= \text{USD } \$45.706.607
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\% \text{ Net Gov. Share to Gross Revenue} &= \frac{\text{USD } \$45.706.607}{\text{USD } \$91.900.846} \times 100\% \\
&= 49.73\%
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NPV &= USD \$184.099 + \frac{USD \$6.164.104}{(1 + 10\%)^1} + \frac{USD \$4.995.136}{(1 + 10\%)^2} \\
&+ \frac{USD \$4.275.946}{(1 + 10\%)^3} + \frac{USD \$3.761.392}{(1 + 10\%)^4} + \frac{USD \$3.268.631}{(1 + 10\%)^5} \\
&+ \frac{USD \$2.219.823}{(1 + 10\%)^6} + \frac{USD \$1.568.821}{(1 + 10\%)^7} + \frac{USD \$1.070.097}{(1 + 10\%)^8} \\
&+ \frac{USD \$871.394}{(1 + 10\%)^9} + \frac{USD \$728.236}{(1 + 10\%)^{10}} + \frac{USD \$607.921}{(1 + 10\%)^{11}} \\
&+ \frac{USD \$505.089}{(1 + 10\%)^{12}} + \frac{USD \$465.763}{(1 + 10\%)^{13}} + \frac{USD \$378.492}{(1 + 10\%)^{14}} \\
&+ \frac{USD \$284.211}{(1 + 10\%)^{15}} + \frac{USD \$226.520}{(1 + 10\%)^{16}} \\
&= USD \$29.207.774
\end{aligned}$$

Hasil dari performansi finansial menyesuaikan horizon perencanaan penelitian ditampilkan pada tabel 4.9.

Tabel 4.8 Performansi finansial *base case* dengan penyesuaian horizon perencanaan

PARAMETER	UNIT	UNIT
Contractor:		
· Net Cash Flow	MUS\$	30.471
(% to Gross Rev.)	%	33
· IRR	%	-
· NPV	MUS\$	18.854
· POT	year	-
Government:		
· FTP + Equity	MUS\$	24.966
· Tax	MUS\$	20.741
· Net DMO	MUS\$	-
· Net Cash Flow	MUS\$	45.707
(% to Gross Rev.)	%	50
· Gov. NPV @ 10%	MUS\$	29.208

4.2. Penyusunan Skenario Pengembangan

Pada subbab ini, akan dibahas mengenai skenario-skenario pengembangan tambahan yang memungkinkan dapat dilakukan di Lapangan Delta. Hal-hal yang

menjadi pertimbangan dalam penyusunan skenario pengembangan adalah sebagai berikut:

- a. Fasilitas permanen akan selesai dibangun estimasi pada bulan Agustus 2019
- b. Ketersediaan rig pengeboran
- c. Tidak diperlukannya kontrak atau material khusus untuk pengeboran
- d. Pemboran dilakukan di *cluster* yang sudah ada sehingga tidak diperlukan pembebasan dan perbaikan lokasi yang memakan waktu lama
- e. Sudah ada dokumen Amdal, sehingga tidak diperlukan penyusunan UKL/UPL untuk pemboran berikutnya
- f. Pengeboran tambahan hanya menambah *forecast* minyak (tidak ada tambahan gas yang dapat dijual)

Penyusunan rencana pengembangan tambahan dilakukan dengan data sebagai berikut :

- a. Biaya pemboran sebesar USD \$2.972.000. Data ini diambil dari rata-rata realisasi biaya 3 sumur terakhir di lapangan Delta sebesar USD \$2.885.273 dan dieskalasi sebesar 3%.
- b. Qoi sebesar 155 BOPD (berdasarkan perhitungan pada subbab 4.1.2.
- c. Decline sebesar 13,8% (berdasarkan perhitungan pada subbab 4.1.2.
- d. Biaya sewa tanki tambahan USD \$500/tanki/bulan
- g. Biaya investasi tanki tambahan USD \$169.725/tanki
- h. Estimasi lama pemboran selama 1 bulan
- i. Estimasi *moving* antar sumur selama 2 minggu
- j. Pengurusan perijinan dan AFE selama 2 bulan

Skenario disusun berdasarkan opsi 1 (percepatan produksi) dan opsi 2 (produksi normal) dengan jumlah sumur yang sama. Berdasarkan pertimbangan-pertimbangan di atas, berikut skenario-skenario pengembangan yang memungkinkan untuk dilakukan:

1. Skenario 1a

Pengeboran dengan menggunakan rig yang saat ini bekerja di lapangan Bravo, Jawa Tengah. Estimasi pengeboran di lapangan Bravo selesai

pada akhir Januari 2019. Dengan waktu mobilisasi selama 4 minggu, rig diperkirakan dapat beroperasi di lapangan Delta pada bulan Maret 2019. Dengan rig ini, dapat dilakukan 3 sumur pengeboran sebelum fasilitas permanen selesai dibangun.

Skenario 1b

Pengeboran 3 sumur setelah fasilitas permanen selesai dibangun.

2. *Skenario 2a*

Pengeboran dengan menggunakan rig yang akan bekerja di lapangan Kenari, Jawa Timur. Estimasi pengeboran di lapangan Kenari selesai pada minggu ketiga Februari 2019. Dengan waktu mobilisasi selama 4 minggu, rig diperkirakan dapat beroperasi di lapangan Delta pada minggu keempat Maret 2019. Dengan rig ini, dapat dilakukan 2 sumur pengeboran sebelum fasilitas permanen selesai dibangun.

Skenario 2b

Pengeboran 2 sumur setelah fasilitas permanen selesai dibangun.

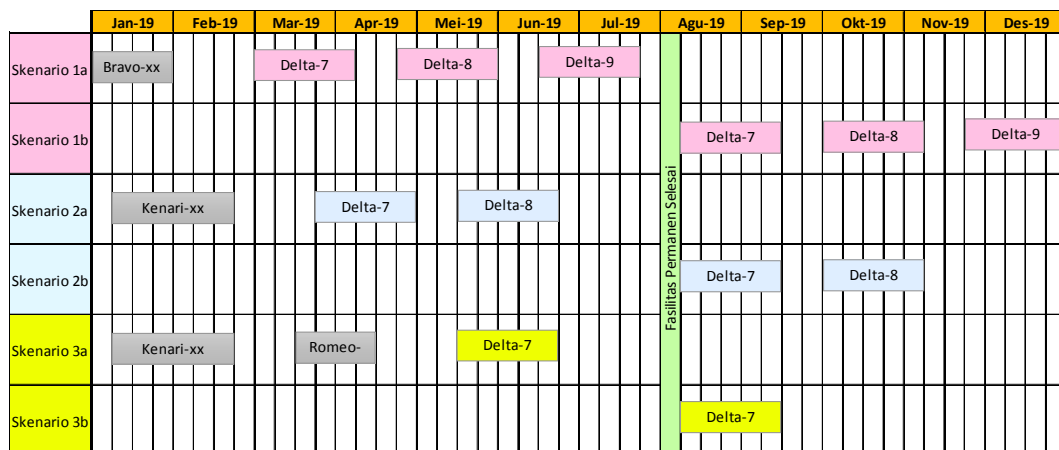
3. *Skenario 3a*

Pengeboran dengan menggunakan rig yang akan bekerja di lapangan Kenari, Jawa Timur. Estimasi pengeboran di lapangan Kenari selesai pada minggu ketiga Februari 2019. Setelah menyelesaikan pengeboran di lapangan Kenari, rig terlebih dahulu digunakan untuk workover di lapangan Romeo. Mobilisasi dari lapangan Kenari ke lapangan Romeo diperkirakan membutuhkan waktu selama 3 minggu. Pekerjaan workover di sumur lapangan Romeo membutuhkan waktu selama 4 minggu. Dengan waktu mobilisasi dari lapangan Romeo selama 4 minggu, rig diperkirakan dapat beroperasi di lapangan Delta pada minggu keempat Maret 2019.

Skenario 3b

Pengeboran 1 sumur setelah fasilitas permanen selesai dibangun.

Secara ringkas, keenam skenario tersebut dapat disajikan dalam sebuah barchart yang ditampilkan pada gambar 4.9.



Gambar 4.9 Barchart pengeboran 6 skenario pengembangan

4.2.1. Skenario 1 (3 Sumur Pengeboran)

Analisa skenario 1 diawali dengan penyusunan proyeksi produksi *incremental* dari 3 sumur yang direncanakan, yaitu Delta-7, Delta-8, dan Delta-9. Proyeksi produksi disusun baik untuk skenario 1a (opsi 1) maupun skenario 1b (opsi 2). Gambar 4.10 dan 4.11 menunjukkan hasil proyeksi produksi untuk skenario 1a dan 1b.



Gambar 4.10 Proyeksi produksi minyak Skenario 1a



Gambar 4.11 Proyeksi produksi minyak Skenario 1b

Kumulatif produksi dari skenario 1a sebesar 2,59 MMBLS, sedangkan kumulatif produksi skenario 1b sebesar 2,58 MMBLS. Sehingga kedua skenario tersebut memberikan *recovery factor* sebesar 7% dan 6,98%. Dilihat dari *recovery factor*-nya terhadap cadangan, pengembangan lapangan ini dapat dilaksanakan.

Untuk perhitungan *incremental*, produksi *incremental* dari skenario 1a dan 1b masing-masing adalah 1,11 MMBLS dan 1,10 MMBLS. Biaya tambahan skenario 1a adalah biaya pengeboran dan biaya sewa fasilitas produksi tambahan, yaitu 4 tanki produksi tambahan. Dengan biaya sewa tanki sebesar USD \$500/tanki/bulan, maka biaya tambahan yang diperlukan adalah USD \$500/bulan setelah pengeboran sumur Delta-7, USD \$1500/bulan setelah pengeboran sumur Delta-8, dan USD \$2000/bulan setelah pengeboran sumur Delta-9.

Biaya tambahan untuk skenario 1b adalah biaya pengeboran dan biaya investasi tanki. Dibutuhkan 4 tanki produksi tambahan. Dengan biaya investasi tanki sebesar USD \$169.725/tanki, maka biaya tambahan yang diperlukan adalah USD 678.900.

Tahap berikutnya adalah menghitung aliran kas dari masing-masing skenario baik aliran kas *incremental* maupun secara keseluruhan. Gambar 4.12, 4.13, 4.14, dan 4.15 menggambarkan aliran kas dari masing-masing skenario.



Gambar 4.12 Profil aliran kas skenario 1a *incremental*



Gambar 4.13 Profil aliran kas skenario 1a keseluruhan



Gambar 4.14 Profil aliran kas skenario 1b *incremental*



Gambar 4.15 Profil aliran kas skenario 1b keseluruhan

Aliran kas ini kemudian digunakan untuk perhitungan performansi finansial dengan hasil seperti pada tabel 4.10.

Tabel 4.9 Performansi finansial skenario 1

PARAMETER	UNIT	Base Case	Skenario 1			
			Skenario 1a		Skenario 1b	
			Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan
Contractor:						
· Net Cash Flow	MUS\$	30.471	24.642	54.290	26.169	54.120
(% to Gross Rev.)	%	33	34	33	37	33
· IRR	%	-	95%	421%	39%	238%
· NPV	MUS\$	18.854	10.952	30.916	7.912	30.169
· POT	year	-	0,89	0,23	1,99	0,13
Government:						
· FTP + Equity	MUS\$	24.966	20.190	44.482	21.441	44.342
· Tax	MUS\$	20.741	16.773	36.954	17.813	36.838
· Net DMO	MUS\$	-	-	-	-	-
· Net Cash Flow	MUS\$	45.707	36.964	81.435	39.254	81.180
(% to Gross Rev.)	%	49,73	51,29	49,66	54,83	49,65
· Gov. NPV @ 10%	MUS\$	29.208	20.651	48.738	21.889	47.660

4.2.2. Skenario 2 (2 Sumur Pengeboran)

Analisa skenario 2 diawali dengan penyusunan proyeksi produksi *incremental* dari 2 sumur yang direncanakan, yaitu Delta-7, dan Delta-8. Proyeksi produksi disusun baik untuk skenario 2a (opsi 1) maupun skenario 2b (opsi 2). Gambar 4.16 dan 4.17 menunjukkan hasil proyeksi produksi untuk skenario 1a dan 1b.



Gambar 4.16 Proyeksi produksi minyak Skenario 2a



Gambar 4.17 Proyeksi produksi minyak Skenario 2b

Kumulatif produksi dari skenario 2a sebesar 2,22 MMBBLS, sedangkan kumulatif produksi skenario 2b sebesar 2,21 MMBBLS. Sehingga kedua skenario tersebut memberikan *recovery factor* sebesar 6%. Dilihat dari *recovery factor*-nya terhadap cadangan, pengembangan lapangan ini dapat dilaksanakan.

Untuk perhitungan *incremental*, produksi *incremental* dari skenario 2a dan 2b masing-masing adalah 0,74 MMBBLS dan 0,73 MMBBLS. Biaya tambahan skenario 2a adalah biaya pengeboran dan biaya sewa fasilitas produksi tambahan, yaitu 3 tanki produksi tambahan. Dengan biaya sewa tanki sebesar USD \$500/tanki/bulan, maka biaya tambahan yang diperlukan adalah USD \$500/bulan setelah pengeboran sumur Delta-7 dan USD \$1500/bulan setelah pengeboran sumur Delta-8.

Biaya tambahan untuk skenario 2b adalah biaya pengeboran dan biaya investasi tanki. Dibutuhkan 3 tanki produksi tambahan. Dengan biaya investasi tanki sebesar USD \$169.725/tanki, maka biaya tambahan yang diperlukan adalah USD 509.175.

Tahap berikutnya adalah menghitung aliran kas dari masing-masing skenario baik aliran kas incremental maupun secara keseluruhan. Gambar 4.18, 4.19, 4.20, dan 4.21 menggambarkan aliran kas dari masing-masing skenario.



Gambar 4.18 Profil aliran kas skenario 2a *incremental*



Gambar 4.19 Profil aliran kas skenario 2a keseluruhan



Gambar 4.20 Profil aliran kas skenario 2b *incremental*



Gambar 4.21 Profil aliran kas skenario 2b keseluruhan

Aliran kas ini kemudian digunakan untuk perhitungan performansi finansial dengan hasil seperti pada tabel 4.11.

Tabel 4.10 Performansi finansial skenario 2

PARAMETER	UNIT	Base Case	Skenario 2			
			Skenario 2a		Skenario 2b	
			Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan
Contractor:						
· Net Cash Flow	MUS\$	30.471	16.373	46.319	17.225	46.213
(% to Gross Rev.)	%	33	34	33	36	33
· IRR	%	-	96%	562%	44%	339%
· NPV	MUS\$	18.854	7.314	26.874	5.591	26.447
· POT	year	-	0,89	0,17	0,82	1,82
Government:						
· FTP + Equity	MUS\$	24.966	13.415	37.951	14.113	37.864
· Tax	MUS\$	20.741	11.145	31.528	11.725	31.456
· Net DMO	MUS\$	-	-	-	-	-
· Net Cash Flow	MUS\$	45.707	24.560	69.479	25.838	69.320
(% to Gross Rev.)	%	49,73	51,13	49,65	54,13	49,65
· Gov. NPV @ 10%	MUS\$	29.208	13.715	42.209	14.405	41.591

4.2.3. Skenario 3 (1 Sumur Pengeboran)

Analisa skenario 3 diawali dengan penyusunan proyeksi produksi *incremental* dari 1 sumur yang direncanakan, yaitu Delta-7. Proyeksi produksi disusun baik untuk skenario 3a (opsi 1) maupun skenario 3b (opsi 2). Gambar 4.22 dan 4.23 menunjukkan hasil proyeksi produksi untuk skenario 3a dan 3b.



Gambar 4.22 Proyeksi produksi minyak Skenario 3a



Gambar 4.23 Proyeksi produksi minyak Skenario 3b

Kumulatif produksi dari skenario 3a sebesar 1,85 MMBLS, sedangkan kumulatif produksi skenario 3b sebesar 1,84 MMBLS. Sehingga kedua skenario tersebut memberikan *recovery factor* sebesar 5%. Dilihat dari *recovery factor*-nya terhadap cadangan, pengembangan lapangan ini dapat dilaksanakan.

Untuk perhitungan *incremental*, produksi *incremental* dari skenario 2a dan 2b masing-masing adalah 367,6 MBBLs dan 367,1 MBBLs. Biaya tambahan skenario 3a adalah biaya pengeboran dan biaya sewa fasilitas produksi tambahan, yaitu 1 tanki produksi tambahan. Biaya tambahan yang diperlukan adalah USD \$500/bulan setelah pengeboran sumur Delta-7.

Biaya tambahan untuk skenario 3b adalah biaya pengeboran dan biaya investasi tanki. Dibutuhkan 1 tanki produksi tambahan, dengan biaya investasi tanki sebesar USD \$169.725/tanki.

Tahap berikutnya adalah menghitung aliran kas dari masing-masing skenario baik aliran kas incremental maupun secara keseluruhan. Gambar 4.24, 4.25, 4.26, dan 4.27 menggambarkan aliran kas dari masing-masing skenario.



Gambar 4.24 Profil aliran kas skenario 3a *incremental*



Gambar 4.25 Profil aliran kas skenario 3a keseluruhan



Gambar 4.26 Profil aliran kas skenario 3b *incremental*



Gambar 4.27 Profil aliran kas skenario 3b keseluruhan

Aliran kas ini kemudian digunakan untuk perhitungan performansi finansial dengan hasil seperti pada tabel 4.12.

Tabel 4.11 Performansi finansial skenario

PARAMETER	UNIT	Base Case	Skenario 3			
			Skenario 3a		Skenario 3b	
			Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan
Contractor:						
· Net Cash Flow	MUS\$	30.471	8.264	38.375	8.549	38.375
(% to Gross Rev.)	%	33	35	33	36	33
· IRR	%	-	82%	1060%	51%	741%
· NPV	MUS\$	18.854	3.499	22.837	3.002	22.726
· POT	year	-	1,02	0,09	1,59	0,13
Government:						
· FTP + Equity	MUS\$	24.966	6.771	31.442	7.004	31.442
· Tax	MUS\$	20.741	5.625	26.121	5.819	26.121
· Net DMO	MUS\$	-	-	-	-	-
· Net Cash Flow	MUS\$	45.707	12.397	57.562	12.823	57.563
(% to Gross Rev.)	%	49,73	51,88	49,71	53,74	49,72
· Gov. NPV @ 10%	MUS\$	29.208	6.931	35.649	7.162	35.491

4.3. Analisa Peformansi Finansial Skenario Pengembangan

Dari penyusunan skenario di subbab 4.2, dapat dibuat ringkasan performansi finansial seperti yang ditampilkan di tabel 4.13.

Tabel 4.12 Hasil perhitungan performansi finansial skenario pengembangan lapangan

PARAMETER	UNIT	Base Case	Skenario 1			Skenario 2			Skenario 3					
			Skenario 1a	Skenario 1b		Skenario 2a	Skenario 2b	Skenario 3a	Skenario 3b					
			Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan	Incremental	Keseluruhan		
Oil Production	MBbl	1.015	1.109	2.124	1.102	2.116	739	1.754	734	1.749	368	1.382	367	1.382
Oil Price	US\$/BBL	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Produksi Gas	MMCF	4.228	-	4.228	-	4.228	-	4.228	-	4.228	-	4.228	-	4.228
Gas Price @First Year	US\$/MSCF	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Gas Price Escalation/Year	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production Time	Year	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Gross Revenue	MUS\$	91.901	72.072	163.973	71.598	163.499	48.037	139.938	47.730	139.630	23.895	115.795	23.863	115.764
FTP														
• Contr. FTP	MUS\$	4.595	3.604	8.199	3.580	8.175	2.402	6.997	2.386	6.982	1.195	5.790	1.193	5.788
• Gov. FTP	MUS\$	3.089	2.423	5.512	2.407	5.496	1.615	4.704	1.604	4.693	803	3.892	802	3.891
	MUS\$	1.506	1.181	2.687	1.173	2.679	787	2.293	782	2.288	392	1.897	391	1.897
Investment	MUS\$	4.212	9.595	13.807	9.595	13.807	6.453	10.666	6.453	10.666	3.142	7.354	3.142	7.354
• Sunk cost	MUS\$													
• Tangible	MUS\$	4.212	1.862	6.075	1.862	6.075	1.298	5.511	1.298	5.511	564	4.777	564	4.777
• Intangible	MUS\$	-	7.733	7.733	7.733	7.733	5.155	5.155	5.155	5.155	2.578	2.578	2.578	2.578
Operating Expenditure	MUS\$	10.550	2.926	13.480	2.880	13.430	1.960	12.514	1.920	12.470	989	11.543	960	11.510
Operating Cost	MUS\$	8.437	2.094	10.535	2.049	10.486	1.405	9.846	1.366	9.803	712	9.153	683	9.120
Abandonment	MUS\$	2.113	832	2.944	832	2.944	554	2.667	554	2.667	277	2.390	277	2.390
• Cost Recovery	MUS\$	15.723	10.466	28.248	6.175	28.199	7.105	24.140	4.667	24.097	3.233	19.858	2.491	19.825
(% to Gross Revenue)	%	17	15	17	9	17	15	17	10	17	14	17	10	17
• Unrecovered Cost	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(% to Gross Revenue)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity to be Split	MUS\$	71.583	58.003	127.527	61.843	127.126	38.531	108.801	40.676	108.552	19.466	90.148	20.179	90.150
• Contr. Equity	MUS\$	48.123	38.993	85.732	41.575	85.463	25.903	73.144	27.345	72.976	13.087	60.603	13.565	60.605
• Gov. Equity	MUS\$	23.460	19.009	41.795	20.268	41.663	12.628	35.658	13.331	35.576	6.380	29.544	6.613	29.545
Contractor:														
• Net Cash Flow	MUS\$	30.471	24.642	54.290	26.169	54.120	16.373	46.319	17.225	46.213	8.264	38.375	8.549	38.375
(% to Gross Rev.)	%	33	34	33	37	33	34	33	36	33	35	33	36	33
• IRR	%	-	95%	421%	39%	238%	96%	562%	44%	339%	82%	1060%	51%	741%
• NPV	MUS\$	18.854	10.952	30.916	7.912	30.169	7.314	26.874	5.591	26.447	3.499	22.837	3.002	22.726
• POT	year	-	0.89	0.23	1.99	0.13	0.89	0.17	0.82	1.82	1.02	0.09	1.59	0.13
Government:														
• FTP + Equity	MUS\$	24.966	20.190	44.482	21.441	44.342	13.415	37.951	14.113	37.864	6.771	31.442	7.004	31.442
• Tax	MUS\$	20.741	16.773	36.954	17.813	36.838	11.145	31.528	11.725	31.456	5.625	26.121	5.819	26.121
• Net DMO	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Net Cash Flow	MUS\$	45.707	36.964	81.435	39.254	81.180	24.560	69.479	25.838	69.320	12.397	57.562	12.823	57.563
(% to Gross Rev.)	%	49.73	51.29	49.66	54.83	49.65	51.13	49.65	54.13	49.65	51.88	49.71	53.74	49.72
• Gov. NPV @ 10%	MUS\$	29.208	20.651	48.738	21.889	47.660	13.715	42.209	14.405	41.591	6.931	35.649	7.162	35.491

Percepatan produksi dari ketiga skenario tidak menambah *gross revenue* secara signifikan. Penambahan *gross revenue* paling besar terjadi pada skenario 1, yaitu sebesar USD \$473.834.

Pada ketiga skenario, percepatan produksi justru menyebabkan turunnya *equity to be split incremental*, terutama pada skenario 1 dimana selisih antara *equity to be split skenario 1a* dan *1b* mencapai USD \$3.840.908.

Dari segi KKKS, percepatan produksi menurunkan persentase *net cash flow* terhadap *gross revenue incremental*, namun tidak banyak berpengaruh terhadap persentase *net cash flow* terhadap *gross revenue* keseluruhan. Persentase *net cash flow* terhadap *gross revenue* untuk skenario 1, 2, dan 3 relatif tidak jauh berbeda.

Ketiga skenario memberikan nilai IRR yang sangat tinggi. Hal ini dikarenakan investasi PT. Alpha pada saat pemboran 6 sumur pertama, 2 workover, dan pembangunan trunkline tidak diperhitungkan karena kegiatan ini tidak masuk ke dalam horizon perencanaan. ASR dari kegiatan ini masih diperhitungkan. Namun ada pemasukan dari depresiasi yang masih diperhitungkan dalam horizon perencanaan. Selain itu, produksi minyak dan gas dari kegiatan tersebut juga memberi andil pada *revenue* yang lebih tinggi. Oleh karena itu, *discount rate* yang menyebabkan terjadinya keseimbangan antara semua pengeluaran dan semua pemasukan menjadi tinggi.

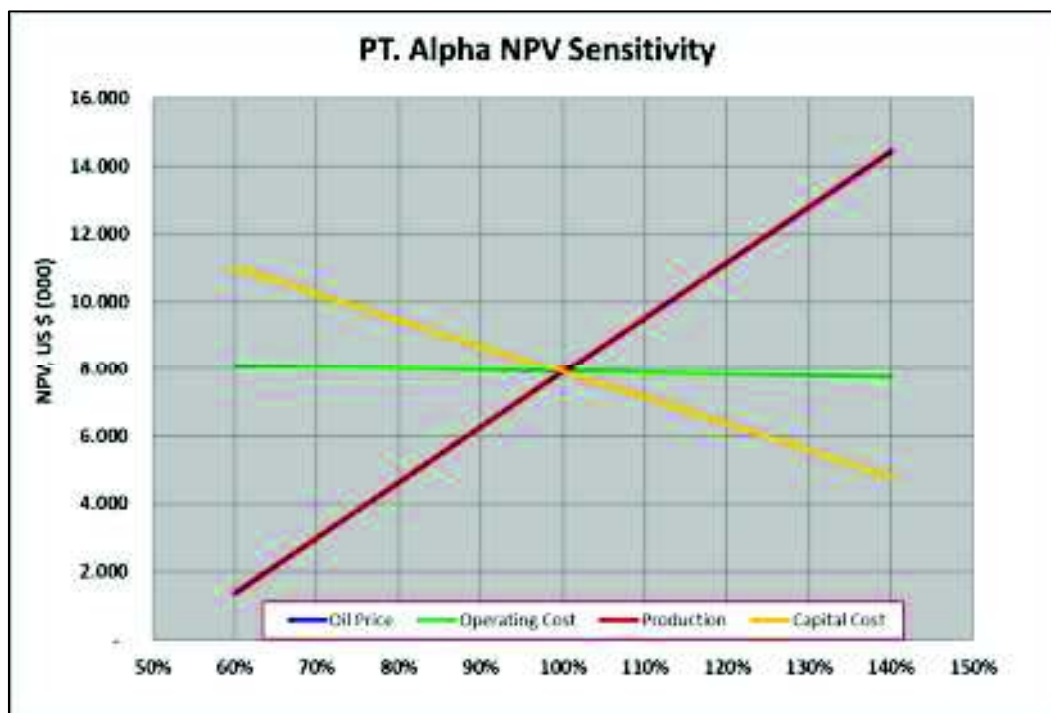
Percepatan produksi menyebabkan NPV KKKS lebih besar, dimana selisih terbesarnya adalah pada skenario pertama. Peningkatan NPV keseluruhan tidak sebesar pada peningkatan NPV incremental. Melihat dari parameter-parameter tersebut, KKKS akan cenderung untuk memilih skenario 1a, yaitu pengeboran 3 sumur tambahan tanpa menunggu fasilitas produksi selesai dibangun.

Dalam mengevaluasi, SKK Migas lebih mengutamakan parameter NPV *Government* dan *Government Share*. NPV *Government* dan *Government Share incremental* terbesar didapatkan pada skenario 1b. Oleh karena itu, dipilih skenario 1b, yaitu pengeboran 3 sumur tambahan menunggu fasilitas produksi selesai dibangun.

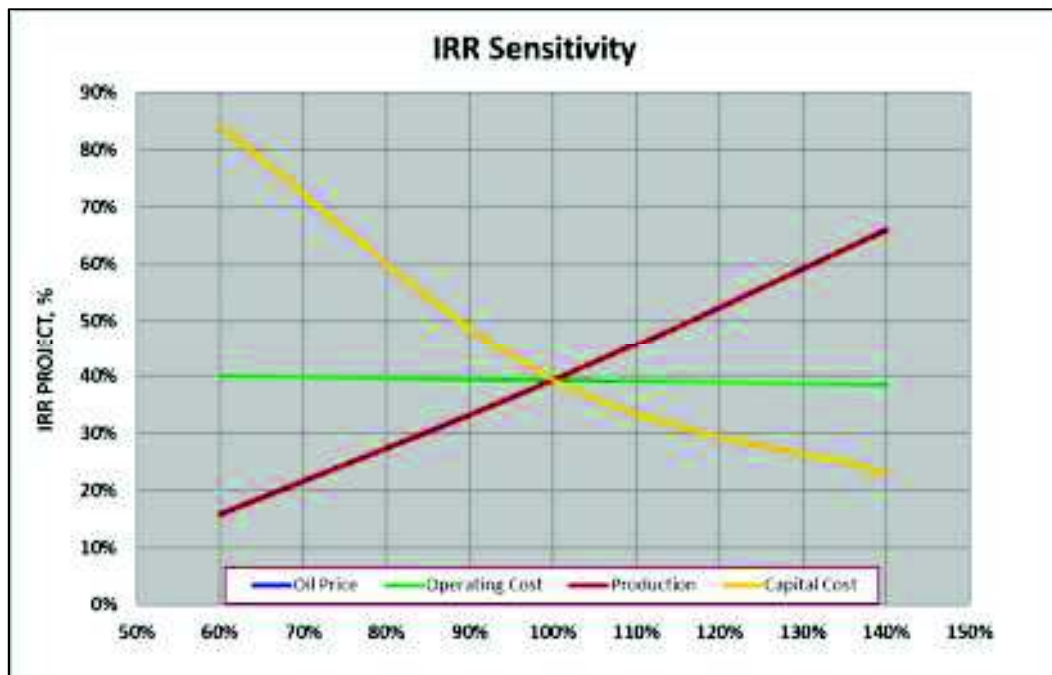
4.4. Analisa Sensitivitas Skenario Terpilih

Walaupun proyeksi yang dilakukan perusahaan untuk menilai performansi finansial suatu proyek sudah akurat, namun seringkali perusahaan masih dihadapi oleh ketidakpastian. Pada suatu proyek minyak dan gas pada umumnya, parameter yang paling tidak pasti dan cukup mempengaruhi *Net Present Value* dan IRR dari proyek itu adalah harga dari komoditas minyak, jumlah produksi, biaya kapital, dan biaya operasi. Sehingga sebenarnya proyeksi yang dilakukan perusahaan itu dapat berubah lagi demi mengimbangi terjadinya risiko ketidakpastian tadi.

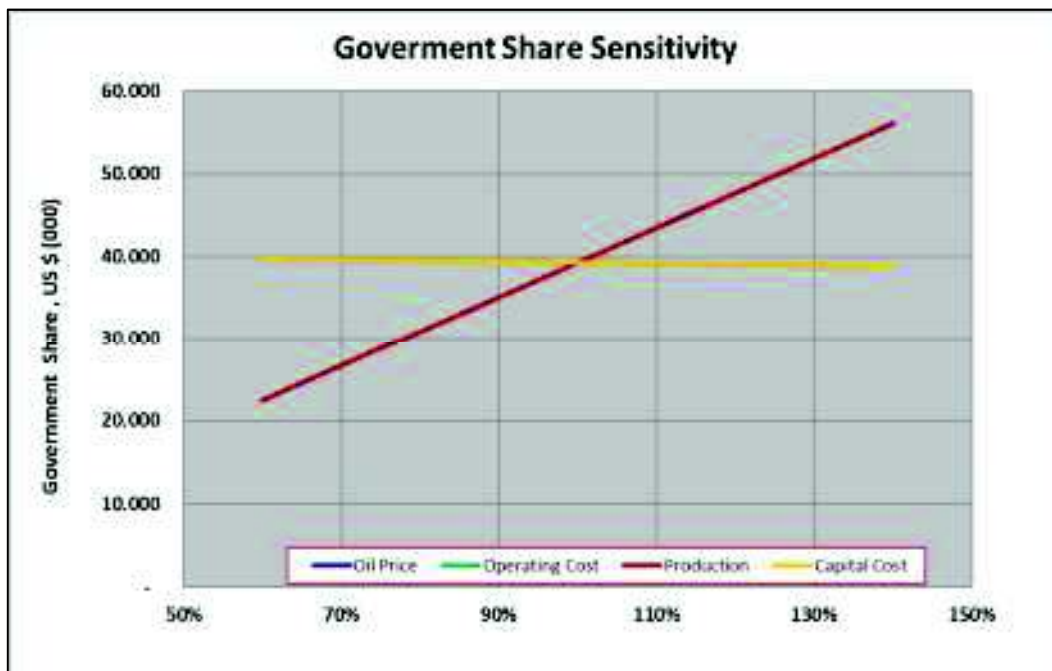
Pada subbab ini, akan dilakukan sensitivitas perubahan parameter-parameter tersebut terhadap NPV, IRR dan *Government Share* baik secara *incremental* maupun keseluruhan. Masing-masing parameter akan disimulasi dengan kenaikan dan penurunan sebesar 40% dan dituangkan dalam diagram *spider web*. Gambar 4.28 sampai gambar 4.31 merupakan diagram *spider web* yang dihasilkan dari analisa sensitivitas untuk skenario 1b incremental.



Gambar 4.28 Analisa sensitivitas terhadap NPV PT. Alpha *incremental*



Gambar 4.29 Analisa sensitivitas terhadap IRR PT. Alpha *incremental*

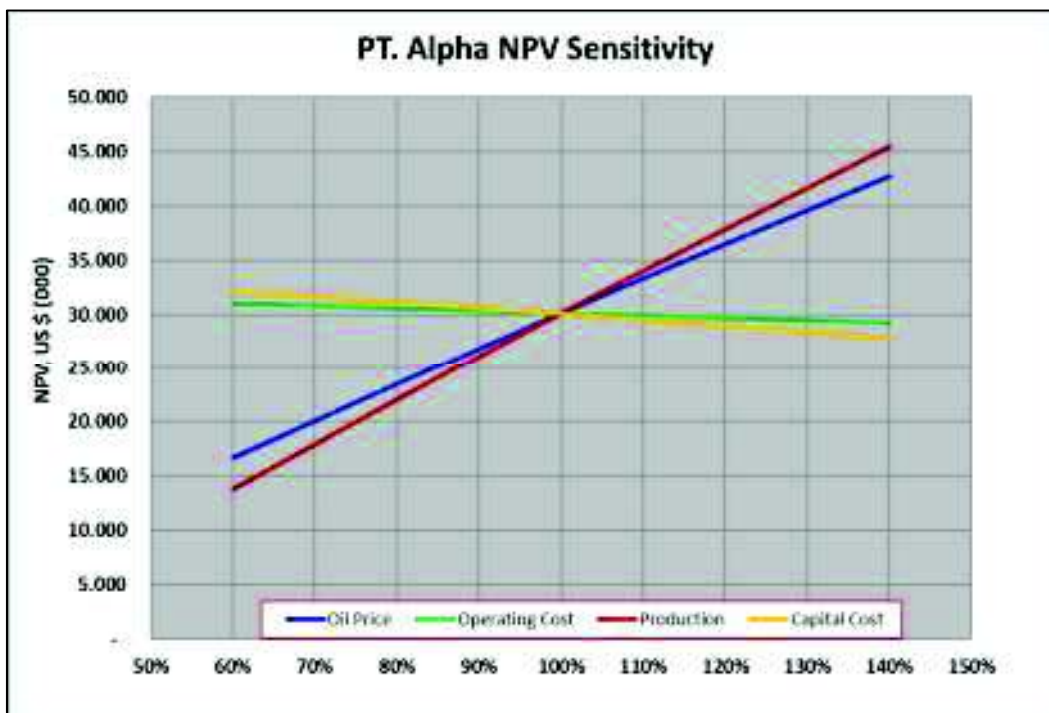


Gambar 4.30 Analisa sensitivitas terhadap *Government Share incremental*

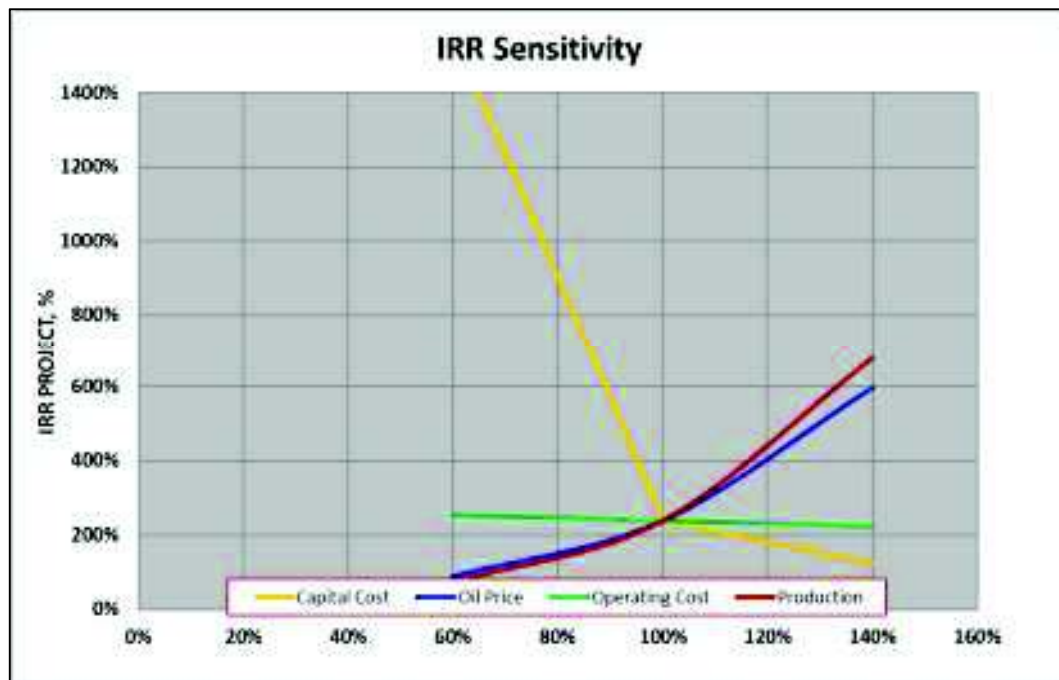
Pada analisa sensitivitas pada performansi finansial incremental, sensitivitas harga minyak dan produksi menghasilkan profil yang sama. Hal ini dikarenakan tidak adanya penambahan produksi gas yang dihasilkan dari skenario yang disusun. Parameter produksi memberikan pengaruh paling signifikan terhadap NPV PT.

Alpha dan *Government Share*. Sedangkan untuk IRR PT. Alpha, produksi juga memberikan pengaruh yang signifikan, namun *capital cost* memberikan pengaruh yang lebih signifikan. Hasil dari analisa sensitivitas parameter harga dari komoditas minyak, jumlah produksi, biaya kapital, dan biaya operasi terhadap performansi finansial pengembangan lapangan Delta adalah pengembangan lapangan tetap layak dilakukan dengan perubahan + 40% pada parameter tersebut.

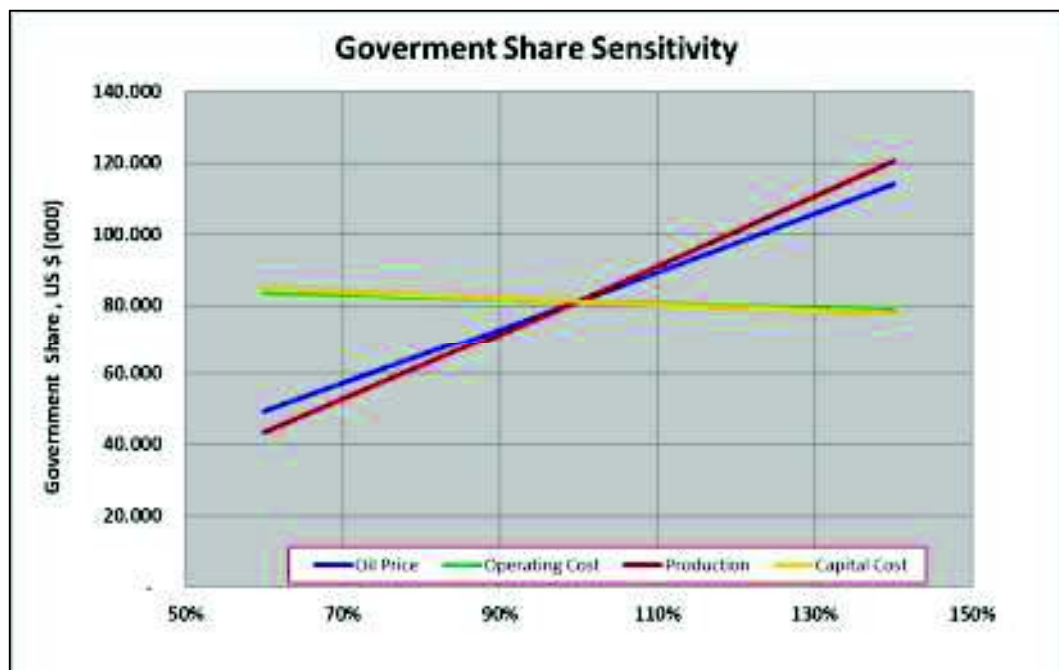
Selain dilakukan terhadap performansi finansial incremental, analisa sensitivitas juga dilakukan terhadap performansi finansial skenario 1b secara keseluruhan. Gambar 4.28 sampai gambar 4.31 merupakan diagram *spider web* yang dihasilkan dari analisa sensitivitas untuk skenario 1b keseluruhan.



Gambar 4.31 Analisa sensitivitas terhadap NPV PT. Alpha keseluruhan



Gambar 4.32 Analisa sensitivitas terhadap IRR PT. Alpha keseluruhan



Gambar 4.33 Analisa sensitivitas terhadap Government Share keseluruhan

Sensitivitas *oil price* dan produksi memberikan pengaruh yang hampir sama terhadap ketiga performansi finansial yang dianalisa. Yang menarik adalah bagaimana *capital cost* memberikan pengaruh yang sangat signifikan terhadap IRR

PT. Alpha. Sedikit penurunan pada *capital cost* menyebabkan peningkatan yang sangat signifikan terhadap IRR PT. Alpha. Hal ini dikarenakan revenue yang didapatkan dari penjualan minyak dan gas sangat tinggi dan jauh di atas pengeluaran yang dibutuhkan untuk investasi. Oleh karena itu, discount rate yang dibutuhkan untuk menyebabkan terjadinya keseimbangan antara semua pengeluaran dan semua pemasukan menjadi sangat tinggi.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bab ini akan dibuat beberapa kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan untuk menjawab tujuan penelitian ini. Selanjutnya dari kesimpulan tersebut, terdapat beberapa saran yang dapat diajukan.

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengolahan data dan analisa yang dilakukan maka terdapat beberapa hal yang dapat disimpulkan, yaitu :

1. Performansi finansial pengembangan lapangan telah dihitung dan didapatkan hasil yang paling maksimal pada skenario 1a dan 1b. Performansi finansial pada skenario 1a yaitu, NPV *incremental* PT. Alpha sebesar USD \$ 10.952.454., IRR 95%, POT 0.89 tahun, NPV *incremental* Pemerintah USD \$ 20.651.447. Performansi finansial pada skenario 1b yaitu, NPV *incremental* PT. Alpha sebesar USD \$ 7.911.712., IRR 39%, POT 1,99 tahun, NPV *incremental* Pemerintah USD \$ 21.888.968.
2. Berdasarkan performansi finansial pada skenario 1 dimana dilakukan 3 pengeboran sumur, baik percepatan produksi maupun produksi normal layak dilaksanakan. Namun terdapat perbedaan sudut pandang antara PT. Alpha dan Pemerintah. Pemerintah yang awalnya menginginkan adanya percepatan produksi, bisa jadi mengurungkan niat tersebut karena setelah dipelajari, percepatan produksi pada skenario 1a ternyata memberikan NPV *Government* dan *Government Share incremental* yang lebih rendah dibandingkan produksi normal pada skenario 1b. Sebaliknya bagi PT. Alpha, percepatan produksi justru lebih menarik. Namun pada kebanyakan kejadian, pertimbangan *Government share* dan *Government Share* akan lebih didahulukan sehingga dipilih skenario 1b.
3. Pada skenario 1b, harga minyak dan produksi berpengaruh signifikan terhadap NPV PT. Alpha dan *Government Share* lapangan Delta. Sedangkan untuk IRR, *capital cost* memberikan pengaruh paling signifikan.

4. Percepatan produksi tidak menyebabkan adanya *unrecovered cost* di tahun-tahun terakhir

6.2. Saran

Adapun saran yang dapat diberikan sebagai pertimbangan untuk perusahaan dan penelitian selanjutnya berdasarkan hasil penelitian ini adalah :

1. Pengembangan lebih lanjut dari lapangan Delta dapat dilaksanakan setelah fasilitas produksi selesai dibangun.
2. Penelitian dapat dilanjutkan dengan penyusunan skenario yang lebih beragam, yaitu dengan penentuan jadwal pengeboran dengan mengoptimalkan kapasitas fasilitas produksi.

DAFTAR PUSTAKA

- Pujawan, I Nyoman, (2012), *Ekonomi Teknik*, Edisi Kedua, Guna Widya, Surabaya.
- Partowidagdo, Widjajono, (2009), *Migas dan Energi di Indonesia : Permasalahan dan Analisis Kebijakan*, Studi Pembangunan ITB, Bandung.
- Rukmana, Dadang, (2012), *Teknik Reservoir*, SKK Migas - Pohon Cahaya, Jakarta.
- Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK MIGAS) (2017), *Pedoman Tata Kerja Nomor: PTK-037/SKKMA0000/2017/S0 (REVISI-01) Tentang Plan of Development (POD)*, Jakarta.
- Erwinsyah. (2012), *Analisis Kelayakan Proyek Minyak dan Gas (Studi Kasus: Wilayah Kerja Whiskey Alpha)*, Thesis MM., Universitas Indonesia, Jakarta.
- Paradhita, Windyanesha. (2017), *Perencanaan Pengembangan Lapangan Minyak Pada Struktur "B" PT. Pertamina EP Asset 3*, Tugas Akhir ST., UPN "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK MIGAS) (2018), *Risalah Rapat Audiensi dengan Deputi Perencanaan hal Monitoring Realisasi dan Kemajuan Kegiatan Eksploitasi*, Jakarta.
- Evelina, Winna, (2018), *Sharing Knowledge Keekonomian POFD*, PT. Pertamina EP, Jakarta
- Djailani, Ikhwanushafa, (2010), *Optimasi Pengembangan Lapangan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir dan Analisis Keekonomian*, Tugas Akhir ST., Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Amin, Idi, (2013), *Analisis Keekonomian Enhanced Oil Recovery Sumur Migas Tidak Produktif Indramayu Jawa Barat*, Jurnal ESDM, Volume 5, Nomor 2, Nopember 2013, hal 80-89.
- Nandasari, Poppy. Priadythama, Ilham., (2016), *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak dan Gas Bumi : Studi Kasus ABC Oil*, Universitas Sebelas Maret, Surakarta.
- Sentosa, Muhammad Danial., Amin, Muhammad., Prabu, Ubaidillah Anwar., (2015), *Prospek Proyek Pembukaan Pemboran Sumur Minyak X pada Lapangan X di PT. Pertamina EP Asset 2 Field Prabumulih*, Universitas Sriwijaya, Palembang.

Keown, Arthur J., John H. Martin, John W. Petty, and David F. Scott. (2002), *Financial Management: Principles and Applications*, Prentice Hall, New Jersey.

Pannell, D.J., (1997), *Sensitivity Analysis of Normative Economic Models: Theoretical Framework and Practical Strategies*, *Agricultural Economics. Agricultural and Resource Economics*, University of Western Australia, Australia.

Saltelli, A., Ratto, M., Andres, T., Campolongo, F., Cariboni, J., Gatelli, D. Saisana, M., and Tarantola, S., (2008), *Global sensitivity analysis. The primer*, John Wiley & Sons, New York.

Anthony, Robert N., David Hawkins, and Kenneth A. Merchant., (2007), *Accounting: Text and cases*, McGraw Hill, New York.

Hendro A., Trian, (2010), *Tahap Pengembangan Lapangan Migas*, <http://3an.blogspot.co.id/2010/01/tahap-pengembangan-lapangan-migas.html>

Hendro A., Trian, (2009), *Memahami PSC (Production Sharing Contract)*, <http://3an.blogspot.co.id/2009/09/memahami-psc-production-sharing.html>

Exploration & Production Geology, <http://www.epgeology.com/>

LAMPIRAN

- A. History matching dan forecasting produksi sumur Delta-1
- B. Perhitungan Aliran Kas

LAMPIRAN A. History matching dan forecasting produksi sumur Delta-1

History matching dan forecasting produksi sumur Delta-3



History matching dan forecasting produksi sumur Delta-4



History matching dan forecasting produksi sumur Delta-5



History matching dan forecasting produksi sumur Delta-6



LAMPIRAN B. Perhitungan Aliran Kas

Perhitungan Aliran Kas Base Case

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP
2013	49.1	109.9	-	-	-	-	5,406.8	-	5,406.8	270.3	5,136.4
2014	93.6	97.6	-	-	-	-	9,100.1	-	9,100.1	455.0	8,645.1
2015	62.0	54.4	-	-	-	-	3,429.4	-	3,429.4	171.5	3,257.9
2016	34.6	39.2	-	-	-	-	1,372.2	-	1,372.2	68.6	1,303.6
2017	49.9	46.4	-	-	-	-	2,259.9	-	2,259.9	113.0	2,146.9
2018	181.5	62.3	-	-	-	-	11,392.5	-	11,392.5	569.6	10,822.9
2019	161.4	65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	10,489.3	865.8	11,355.1	567.8	10,787.4
2020	137.3	65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	8,926.0	4,032.9	12,958.9	647.9	12,310.9
2021	116.3	65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	7,558.5	4,175.6	11,734.0	586.7	11,147.3
2022	98.8	65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	6,424.8	4,334.0	10,758.8	537.9	10,220.8
2023	84.1	65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	5,465.9	4,478.4	9,944.2	497.2	9,447.0
2024	71.8	65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	4,667.6	3,980.6	8,648.2	432.4	8,215.7
2025	61.0	65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	3,966.0	2,236.4	6,202.4	310.1	5,892.3
2026	52.0	65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	3,382.5	1,052.8	4,435.3	221.8	4,213.5
2027	44.4	65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	2,887.0	195.8	3,082.8	154.1	2,928.6
2028	38.0	65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	2,473.2	93.4	2,566.5	128.3	2,438.2
2029	32.4	65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	2,107.9	93.7	2,201.6	110.1	2,091.5
2030	27.7	65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	1,803.1	92.5	1,895.6	94.8	1,800.9
2031	23.7	65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	1,543.5	91.3	1,634.8	81.7	1,553.1
2032	20.4	65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	1,325.9	90.6	1,416.6	70.8	1,345.8
2033	17.4	65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	1,133.2	79.2	1,212.4	60.6	1,151.8
2034	15.0	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	971.9	24.0	995.9	49.8	946.1
2035	12.8	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	834.1	23.6	857.7	42.9	814.8
TOTAL	1,482	65.86	4,228		4,221	3.69	98,921	25,941	124,862	6,243	118,619

Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha
	Tangible	Intangible	Variable	Fix							
2013	1,798.0	4,845.5	91.4	609.2	124.3	-	5,670.4	5,136.4	534.0	-	-
2014	1,087.1	5,605.4	174.0	783.4	124.3	899.0	7,586.1	7,586.1	-	1,059.0	711.9
2015	-	-	115.3	917.1	124.3	993.1	2,149.7	2,149.7	-	1,108.2	745.0
2016	344.9	1,741.0	64.4	1,260.7	124.3	496.5	3,686.9	1,303.6	2,383.3	-	-
2017	1,060.9	4,956.3	85.4	893.0	124.3	420.7	6,479.7	2,146.9	4,332.8	-	-
2018	276.3	3,526.6	337.6	893.0	124.3	797.0	5,678.5	5,678.5	-	5,144.4	3,458.4
2019	4,212.4	-	417.5	593.7	124.3	514.4	1,649.9	1,649.9	-	9,137.5	6,142.9
2020	-	-	762.0	156.4	124.3	2,329.4	3,372.2	3,372.2	-	8,938.7	6,009.2
2021	-	-	725.6	159.6	124.3	1,175.5	2,184.9	2,184.9	-	8,962.4	6,025.1
2022	-	-	697.0	162.8	124.3	610.1	1,594.2	1,594.2	-	8,626.6	5,799.4
2023	-	-	671.3	166.0	124.3	280.5	1,242.1	1,242.1	-	8,204.9	5,515.9
2024	-	-	577.9	169.3	124.3	263.3	1,134.8	1,134.8	-	7,081.0	4,760.3
2025	-	-	355.8	172.7	124.3	-	652.8	652.8	-	5,239.4	3,522.3
2026	-	-	212.8	176.2	124.3	-	513.2	513.2	-	3,700.3	2,487.6
2027	-	-	103.6	179.7	124.3	-	407.5	407.5	-	2,521.1	1,694.9
2028	-	-	80.5	183.3	124.3	-	388.0	388.0	-	2,050.2	1,378.3
2029	-	-	69.8	187.0	124.3	-	381.0	381.0	-	1,710.5	1,149.9
2030	-	-	60.8	190.7	124.3	-	375.8	375.8	-	1,425.0	958.0
2031	-	-	53.3	194.5	124.3	-	372.1	372.1	-	1,181.0	793.9
2032	-	-	47.0	198.4	124.3	-	369.7	369.7	-	976.1	656.2
2033	-	-	40.3	202.4	124.3	-	367.0	367.0	-	784.8	527.6
2034	-	-	30.2	206.4	124.3	-	360.9	360.9	-	585.2	393.4
2035	-	-	26.2	206.4	124.3	-	356.9	356.9	-	457.9	307.8
TOTAL	8,780	20,675	5,800	8,862	2,859	8,780	46,975	39,724	-	78,894	53,038

Year	ETS Government	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha Share	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2013	-	181.7	88.6	908.7	908.7	-	181.7	73.6	108.1	(2,223.877)	(2,223.9)	162.2	162.2	-
2014	347.1	305.9	149.1	1,529.4	1,529.4	-	1,017.8	412.2	605.6	417.513	(1,806.4)	908.4	1,070.6	-
2015	363.2	115.3	56.2	576.4	576.4	-	860.3	348.4	511.9	1,504.941	(301.4)	767.8	1,838.4	-
2016	-	46.1	22.5	230.6	230.6	-	46.1	18.7	27.4	(2,204.184)	(2,505.6)	41.2	1,879.6	-
2017	-	76.0	37.0	379.8	379.8	-	76.0	30.8	45.2	(4,927.854)	(7,433.5)	67.8	1,947.4	-
2018	1,686.0	382.9	186.7	1,914.7	1,914.7	-	3,841.4	1,555.8	2,285.6	2,806.367	(4,627.1)	3,428.4	5,375.8	-
2019	2,994.7	381.7	186.1	1,908.4	1,908.4	-	6,524.5	2,642.4	3,882.1	184.100	(4,442.995)	5,823.2	11,199.0	-
2020	2,929.5	435.6	212.4	2,178.0	2,178.0	-	6,444.8	2,610.1	3,834.7	6,164.105	1,721.110	5,752.0	16,951.0	6.72
2021	2,937.3	394.4	192.3	1,972.1	1,972.1	-	6,419.6	2,599.9	3,819.6	4,995.137	6,716.2	5,729.5	22,680.5	-
2022	2,827.2	361.6	176.3	1,808.2	1,808.2	-	6,161.0	2,495.2	3,665.8	4,275.946	10,992.2	5,498.7	28,179.2	-
2023	2,689.0	334.3	163.0	1,671.3	1,671.3	-	5,850.2	2,369.3	3,480.8	3,761.392	14,753.6	5,221.3	33,400.5	-
2024	2,320.7	290.7	141.7	1,453.5	1,453.5	-	5,051.0	2,045.7	3,005.4	3,268.632	18,022.2	4,508.0	37,908.5	-
2025	1,717.1	208.5	101.6	1,042.4	1,042.4	-	3,730.8	1,511.0	2,219.8	2,219.823	20,242.0	3,329.7	41,238.3	-
2026	1,212.7	149.1	72.7	745.4	745.4	-	2,636.7	1,067.9	1,568.8	1,568.821	21,810.9	2,353.2	43,591.5	-
2027	826.2	103.6	50.5	485.2	485.2	-	1,798.5	728.4	1,070.1	1,070.098	22,881.0	1,605.2	45,196.7	-
2028	671.9	86.3	42.1	415.7	415.7	-	1,464.5	593.1	871.4	871.395	23,752.4	1,307.1	46,503.8	-
2029	560.6	74.0	36.1	354.3	354.3	-	1,223.9	495.7	728.2	728.237	24,480.6	1,092.4	47,596.1	-
2030	467.0	63.7	31.1	303.0	303.0	-	1,021.7	413.8	607.9	607.921	25,088.5	911.9	48,508.0	-
2031	387.0	55.0	26.8	259.4	259.4	-	848.9	343.8	505.1	505.089	25,593.6	757.6	49,265.6	-
2032	319.9	47.6	23.2	222.8	222.8	-	703.8	285.0	418.8	465.764	26,059.4	628.1	49,893.8	-
2033	257.2	40.8	19.9	190.5	190.5	-	568.3	230.2	338.1	378.493	26,437.9	507.2	50,401.0	-
2034	191.8	33.5	16.3	163.3	163.3	-	426.9	172.9	254.0	284.211	26,722.1	381.0	50,782.0	-
2035	150.1	28.8	14.1	140.2	140.2	-	336.6	136.3	200.3	226.521	26,948.6	300.4	51,082.4	-
TOTAL	25,856	4,197	2,046	20,853	20,853	-	57,235	23,180	34,054.88	26,949	26,949	51,082	51,082.4	6.72

Perhitungan Aliran Kas Skenario 1a Incremental

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP		
2019	96.2	65.0	-	-	-	4.4	6,250.0	-	6,250.0	312.5	5,937.5		
2020	146.9	65.0	-	-	-	4.6	9,551.5	-	9,551.5	477.6	9,073.9		
2021	127.6	65.0	-	-	-	4.7	8,296.4	-	8,296.4	414.8	7,881.5		
2022	111.2	65.0	-	-	-	4.8	7,227.0	-	7,227.0	361.3	6,865.6		
2023	96.9	65.0	-	-	-	5.0	6,295.4	-	6,295.4	314.8	5,980.6		
2024	84.6	65.0	-	-	-	5.1	5,499.7	-	5,499.7	275.0	5,224.7		
2025	73.5	65.0	-	-	-	5.3	4,777.0	-	4,777.0	238.9	4,538.2		
2026	64.0	65.0	-	-	-	5.4	4,161.3	-	4,161.3	208.1	3,953.2		
2027	55.8	65.0	-	-	-	5.6	3,624.9	-	3,624.9	181.2	3,443.6		
2028	48.7	65.0	-	-	-	5.8	3,166.7	-	3,166.7	158.3	3,008.4		
2029	42.3	65.0	-	-	-	6.0	2,750.6	-	2,750.6	137.5	2,613.1		
2030	36.9	65.0	-	-	-	6.0	2,396.0	-	2,396.0	119.8	2,276.2		
2031	32.1	65.0	-	-	-	6.0	2,087.2	-	2,087.2	104.4	1,982.8		
2032	28.1	65.0	-	-	-	6.0	1,823.4	-	1,823.4	91.2	1,732.2		
2033	24.4	65.0	-	-	-	6.0	1,583.8	-	1,583.8	79.2	1,504.6		
2034	21.2	65.0	-	-	-	6.0	1,379.6	-	1,379.6	69.0	1,310.7		
2035	18.5	65.0	-	-	-	6.0	1,201.8	-	1,201.8	60.1	1,141.7		
TOTAL	1,109	64.85	-	-	-	5.15	72,072	-	72,072	3,604	68,469		
Year	Tangible	Intangible	Total	Operating Cost Variabel	Fix	ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government
2019	1,862.3	7,732.6	9,594.9	178.8	31.5	48.9	-	7,991.9	5,937.5	2,054.4	-	-	-
2020	-	-	-	273.3	-	48.9	931.1	1,253.4	1,253.4	-	7,820.5	5,257.5	2,563.0
2021	-	-	-	237.4	-	48.9	465.6	751.9	751.9	-	7,129.7	4,793.0	2,336.6
2022	-	-	-	206.8	-	48.9	232.8	488.5	488.5	-	6,377.1	4,287.1	2,090.0
2023	-	-	-	180.1	-	48.9	116.4	345.5	345.5	-	5,635.2	3,788.3	1,846.8
2024	-	-	-	157.4	-	48.9	116.4	322.7	322.7	-	4,902.0	3,295.5	1,606.6
2025	-	-	-	136.7	-	48.9	-	185.6	185.6	-	4,352.6	2,926.1	1,426.5
2026	-	-	-	119.1	-	48.9	-	168.0	168.0	-	3,785.2	2,544.7	1,240.5
2027	-	-	-	103.7	-	48.9	-	152.6	152.6	-	3,291.0	2,212.4	1,078.6
2028	-	-	-	90.6	-	48.9	-	139.5	139.5	-	2,868.8	1,928.6	940.2
2029	-	-	-	78.7	-	48.9	-	127.6	127.6	-	2,485.4	1,670.9	814.6
2030	-	-	-	68.6	-	48.9	-	117.5	117.5	-	2,158.8	1,451.3	707.5
2031	-	-	-	59.7	-	48.9	-	108.6	108.6	-	1,874.2	1,260.0	614.2
2032	-	-	-	52.2	-	48.9	-	101.1	101.1	-	1,631.1	1,096.6	534.6
2033	-	-	-	45.3	-	48.9	-	94.2	94.2	-	1,410.4	948.1	462.2
2034	-	-	-	39.5	-	48.9	-	88.4	88.4	-	1,222.3	821.7	400.6
2035	-	-	-	34.4	-	48.9	-	83.3	83.3	-	1,058.4	711.5	346.9
TOTAL	1,862	7,733	9,595	2,062	32	832	1,862	12,520	10,466	-	58,003	38,993	19,009

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	210.1	102.4	1,050.4	1,050.4	-	210.1	85.1	125.0	(3,791.7)	(3,791.7)	187.5	187.5	-
2020	321.1	156.5	1,605.3	1,605.3	-	5,578.6	2,259.3	3,319.2	4,250.4	458.7	4,978.9	5,166.4	0.89
2021	278.9	135.9	1,394.3	1,394.3	-	5,071.9	2,054.1	3,017.8	3,483.4	3,942.1	4,526.7	9,693.1	-
2022	242.9	118.4	1,214.6	1,214.6	-	4,530.0	1,834.7	2,695.4	2,928.2	6,870.2	4,043.1	13,736.1	-
2023	211.6	103.2	1,058.0	1,058.0	-	3,999.9	1,620.0	2,380.0	2,496.4	9,366.6	3,570.0	17,306.1	-
2024	184.9	90.1	924.3	924.3	-	3,480.4	1,409.5	2,070.8	2,187.2	11,553.8	3,106.2	20,412.3	-
2025	160.6	78.3	802.9	802.9	-	3,086.7	1,250.1	1,836.6	1,836.6	13,390.3	2,754.8	23,167.2	-
2026	139.9	68.2	699.4	699.4	-	2,684.5	1,087.2	1,597.3	1,597.3	14,987.7	2,396.0	25,563.1	-
2027	121.8	59.4	609.2	609.2	-	2,334.3	945.4	1,388.9	1,388.9	16,376.5	2,083.3	27,646.5	-
2028	106.4	51.9	532.2	532.2	-	2,035.1	824.2	1,210.9	1,210.9	17,587.4	1,816.3	29,462.8	-
2029	92.5	45.1	462.3	462.3	-	1,763.3	714.2	1,049.2	1,049.2	18,636.6	1,573.8	31,036.5	-
2030	80.5	39.3	402.7	402.7	-	1,531.8	620.4	911.4	911.4	19,548.0	1,367.1	32,403.7	-
2031	70.2	34.2	350.8	350.8	-	1,330.1	538.7	791.4	791.4	20,339.4	1,187.1	33,590.8	-
2032	61.3	29.9	306.5	306.5	-	1,157.8	468.9	688.9	741.1	21,080.5	1,033.4	34,624.2	-
2033	53.2	26.0	266.2	266.2	-	1,001.4	405.6	595.8	641.1	21,721.7	893.7	35,517.9	-
2034	46.4	22.6	231.9	231.9	-	868.1	351.6	516.5	556.0	22,277.6	774.7	36,292.6	-
2035	40.4	19.7	202.0	202.0	-	751.9	304.5	447.4	481.8	22,759.4	671.1	36,963.7	-
TOTAL	2,423	1,181	12,113	12,113	-	41,416	16,773	24,642	22,759	22,759	36,964	36,963.7	0.89

Perhitungan Aliran Kas Skenario 1a Keseluruhan

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	257.5	65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	16,739.4	865.8	17,605.1	880.3	16,724.9	
2020	284.3	65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	18,477.5	4,032.9	22,510.4	1,125.5	21,384.8	
2021	243.9	65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	15,854.8	4,175.6	20,030.4	1,001.5	19,028.9	
2022	210.0	65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	13,651.7	4,334.0	17,985.7	899.3	17,086.4	
2023	180.9	65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	11,761.3	4,478.4	16,239.6	812.0	15,427.6	
2024	156.4	65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	10,167.3	3,980.6	14,147.9	707.4	13,440.5	
2025	134.5	65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	8,743.0	2,236.4	10,979.4	549.0	10,430.5	
2026	116.1	65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	7,543.7	1,052.8	8,596.6	429.8	8,166.7	
2027	100.2	65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	6,511.9	195.8	6,707.7	335.4	6,372.3	
2028	86.8	65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	5,639.9	93.4	5,733.3	286.7	5,446.6	
2029	74.7	65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	4,858.5	93.7	4,952.2	247.6	4,704.6	
2030	64.6	65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	4,199.2	92.5	4,291.7	214.6	4,077.1	
2031	55.9	65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	3,630.7	91.3	3,722.0	186.1	3,535.9	
2032	48.5	65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	3,149.3	90.6	3,240.0	162.0	3,078.0	
2033	41.8	65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	2,717.0	79.2	2,796.2	139.8	2,656.4	
2034	36.2	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	2,351.5	24.0	2,375.6	118.8	2,256.8	
2035	31.3	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	2,035.9	23.6	2,059.5	103.0	1,956.5	
TOTAL	2,124	64.85	4,228		4,228	5.23	138,033	25,941	163,973	8,199	155,774	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS Pt. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	6,074.7	7,732.6	596.3	625.2	173.2	514.4	9,641.8	9,641.8	-	7,083.1	4,761.8	2,321.4
2020	-	-	1,035.4	156.4	173.2	3,260.6	4,625.6	4,625.6	-	16,759.3	11,266.7	5,492.5
2021	-	-	963.0	159.6	173.2	1,641.1	2,936.8	2,936.8	-	16,092.1	10,818.2	5,273.9
2022	-	-	903.8	162.8	173.2	842.9	2,082.7	2,082.7	-	15,003.7	10,086.5	4,917.2
2023	-	-	851.4	166.0	173.2	396.9	1,587.6	1,587.6	-	13,840.1	9,304.2	4,535.8
2024	-	-	735.2	169.3	173.2	379.7	1,457.4	1,457.4	-	11,983.0	8,055.8	3,927.2
2025	-	-	492.5	172.7	173.2	-	838.5	838.5	-	9,592.0	6,448.4	3,143.6
2026	-	-	331.9	176.2	173.2	-	681.2	681.2	-	7,485.5	5,032.3	2,453.2
2027	-	-	207.3	179.7	173.2	-	560.2	560.2	-	5,812.1	3,907.3	1,904.8
2028	-	-	171.1	183.3	173.2	-	527.6	527.6	-	4,919.0	3,306.9	1,612.1
2029	-	-	148.5	187.0	173.2	-	508.6	508.6	-	4,195.9	2,820.8	1,375.1
2030	-	-	129.4	190.7	173.2	-	493.3	493.3	-	3,583.8	2,409.3	1,174.5
2031	-	-	113.0	194.5	173.2	-	480.7	480.7	-	3,055.2	2,053.9	1,001.3
2032	-	-	99.2	198.4	173.2	-	470.8	470.8	-	2,607.2	1,752.7	854.5
2033	-	-	85.7	202.4	173.2	-	461.2	461.2	-	2,195.1	1,475.7	719.4
2034	-	-	69.7	206.4	173.2	-	449.3	449.3	-	1,807.5	1,215.1	592.4
2035	-	-	60.6	210.6	173.2	-	444.4	444.4	-	1,512.1	1,016.5	495.6
TOTAL	6,075	7,733	6,994	3,541	2,944	7,036	28,248	28,248	-	127,527	85,732	41,795

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	591.8	288.5	2,958.8	2,958.8	-	5,353.5	2,168.2	3,185.3	(2,374.9)	(2,374.9)	4,778.0	4,778.0	-
2020	756.6	368.9	3,783.2	3,783.2	-	12,023.4	4,869.5	7,153.9	10,414.5	8,039.6	10,730.9	15,508.9	0.23
2021	673.3	328.2	3,366.4	3,366.4	-	11,491.5	4,654.0	6,837.4	8,478.5	16,518.0	10,256.2	25,765.1	-
2022	604.6	294.7	3,022.8	3,022.8	-	10,691.1	4,329.9	6,361.2	7,204.1	23,722.1	9,541.8	35,306.9	-
2023	545.9	266.1	2,729.3	2,729.3	-	9,850.1	3,989.3	5,860.8	6,257.8	29,979.9	8,791.2	44,098.1	-
2024	475.6	231.8	2,377.8	2,377.8	-	8,531.4	3,455.2	5,076.2	5,455.8	35,435.7	7,614.3	51,712.4	-
2025	369.1	179.9	1,845.3	1,845.3	-	6,817.5	2,761.1	4,056.4	4,056.4	39,492.1	6,084.6	57,797.0	-
2026	289.0	140.9	1,444.8	1,444.8	-	5,321.2	2,155.1	3,166.1	3,166.1	42,658.2	4,749.2	62,546.2	-
2027	225.5	109.9	1,094.4	1,094.4	-	4,132.7	1,673.8	2,459.0	2,459.0	45,117.2	3,688.5	66,234.7	-
2028	192.7	93.9	947.9	947.9	-	3,499.6	1,417.3	2,082.3	2,082.3	47,199.5	3,123.4	69,358.1	-
2029	166.5	81.1	816.6	816.6	-	2,987.3	1,209.8	1,777.4	1,777.4	48,976.9	2,666.1	72,024.2	-
2030	144.3	70.3	705.7	705.7	-	2,553.5	1,034.2	1,519.3	1,519.3	50,496.3	2,279.0	74,303.2	-
2031	125.1	61.0	610.2	610.2	-	2,179.0	882.5	1,296.5	1,296.5	51,792.8	1,944.8	76,248.0	-
2032	108.9	53.1	529.3	529.3	-	1,861.6	754.0	1,107.7	1,206.9	52,999.6	1,661.5	77,909.5	-
2033	94.0	45.8	456.6	456.6	-	1,569.7	635.7	934.0	1,019.6	54,019.2	1,401.0	79,310.4	-
2034	79.9	38.9	395.2	395.2	-	1,294.9	524.5	770.5	840.2	54,859.4	1,155.7	80,466.2	-
2035	69.2	33.7	342.2	342.2	-	1,085.8	439.7	646.0	706.7	55,566.1	969.1	81,435.2	-
TOTAL	5,512	2,687	27,427	27,427	-	91,244	36,954	54,290	55,566	55,566	81,435	81,435.2	0.23

Perhitungan Aliran Kas Skenario 1b Incremental

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	24.7	65.0	-	-	-	4.4	1,607.5	-	1,607.5	80.4	1,527.2	
2020	156.3	65.0	-	-	-	4.6	10,156.4	-	10,156.4	507.8	9,648.6	
2021	135.7	65.0	-	-	-	4.7	8,821.8	-	8,821.8	441.1	8,380.7	
2022	118.2	65.0	-	-	-	4.8	7,684.6	-	7,684.6	384.2	7,300.4	
2023	103.0	65.0	-	-	-	5.0	6,694.1	-	6,694.1	334.7	6,359.4	
2024	90.0	65.0	-	-	-	5.1	5,848.0	-	5,848.0	292.4	5,555.6	
2025	78.1	65.0	-	-	-	5.3	5,079.6	-	5,079.6	254.0	4,825.6	
2026	68.1	65.0	-	-	-	5.4	4,424.8	-	4,424.8	221.2	4,203.6	
2027	59.3	65.0	-	-	-	5.6	3,854.4	-	3,854.4	192.7	3,661.7	
2028	51.8	65.0	-	-	-	5.8	3,367.3	-	3,367.3	168.4	3,198.9	
2029	45.0	65.0	-	-	-	6.0	2,924.8	-	2,924.8	146.2	2,778.6	
2030	39.2	65.0	-	-	-	6.0	2,547.8	-	2,547.8	127.4	2,420.4	
2031	34.1	65.0	-	-	-	6.0	2,219.4	-	2,219.4	111.0	2,108.4	
2032	29.8	65.0	-	-	-	6.0	1,938.9	-	1,938.9	96.9	1,841.9	
2033	25.9	65.0	-	-	-	6.0	1,684.1	-	1,684.1	84.2	1,599.9	
2034	22.6	65.0	-	-	-	6.0	1,467.0	-	1,467.0	73.4	1,393.7	
2035	19.7	65.0	-	-	-	6.0	1,277.9	-	1,277.9	63.9	1,214.0	
TOTAL	1,102	64.85	-	-	-	5.15	71,598	-	71,598	3,580	68,018	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	1,862.3	7,732.6	-	46.0	-	-	7,827.5	1,527.2	6,300.4	-	-	-
2020	-	-	290.6	-	48.9	931.1	1,270.7	1,270.7	-	8,377.9	5,632.2	2,745.7
2021	-	-	252.4	-	48.9	465.6	766.9	766.9	-	7,613.8	5,118.5	2,495.3
2022	-	-	232.8	-	48.9	232.8	501.6	501.6	-	6,798.8	4,570.6	2,228.2
2023	-	-	191.6	-	48.9	116.4	356.9	356.9	-	6,002.5	4,035.3	1,967.2
2024	-	-	167.3	-	48.9	116.4	332.7	332.7	-	5,223.0	3,511.2	1,711.7
2025	-	-	145.4	-	48.9	-	194.3	194.3	-	4,631.3	3,113.5	1,517.8
2026	-	-	126.6	-	48.9	-	175.5	175.5	-	4,028.0	2,707.9	1,320.1
2027	-	-	110.3	-	48.9	-	159.2	159.2	-	3,502.5	2,354.6	1,147.9
2028	-	-	96.4	-	48.9	-	145.3	145.3	-	3,053.6	2,052.9	1,000.8
2029	-	-	83.7	-	48.9	-	132.6	132.6	-	2,645.9	1,778.8	867.2
2030	-	-	72.9	-	48.9	-	121.8	121.8	-	2,298.6	1,545.3	753.3
2031	-	-	63.5	-	48.9	-	112.4	112.4	-	1,996.0	1,341.8	654.1
2032	-	-	55.5	-	48.9	-	104.4	104.4	-	1,737.5	1,168.1	569.4
2033	-	-	48.2	-	48.9	-	97.1	97.1	-	1,502.8	1,010.3	492.5
2034	-	-	42.0	-	48.9	-	90.9	90.9	-	1,302.8	875.8	427.0
2035	-	-	36.6	-	48.9	-	85.5	85.5	-	1,128.5	758.7	369.9
TOTAL	1,862	7,733	2,049	-	832	1,862	12,475	6,175	-	61,843	41,575	20,268

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	54.0	26.3	270.2	270.2	-	54.0	21.9	32.2	(8,130.5)	(8,130.5)	48.2	48.2	-
2020	341.4	166.4	1,707.0	1,707.0	-	5,973.6	2,419.3	3,554.3	4,485.4	(3,645.1)	5,331.4	5,379.7	-
2021	296.5	144.6	1,482.7	1,482.7	-	5,415.0	2,193.1	3,221.9	3,687.5	42.4	4,832.9	10,212.6	1.99
2022	258.3	125.9	1,291.5	1,291.5	-	4,828.9	1,955.7	2,873.2	3,106.0	3,148.4	4,309.8	14,522.4	-
2023	225.0	109.7	1,125.1	1,125.1	-	4,260.3	1,725.4	2,534.9	2,651.3	5,799.7	3,802.3	18,324.7	-
2024	196.6	95.8	982.9	982.9	-	3,707.8	1,501.7	2,206.1	2,322.5	8,122.2	3,309.2	21,634.0	-
2025	170.7	83.2	853.7	853.7	-	3,284.2	1,330.1	1,954.1	1,954.1	10,076.3	2,931.2	24,565.1	-
2026	148.7	72.5	743.7	743.7	-	2,856.6	1,156.9	1,699.7	1,699.7	11,776.0	2,549.6	27,114.7	-
2027	129.6	63.2	647.8	647.8	-	2,484.2	1,006.1	1,478.1	1,478.1	13,254.1	2,217.1	29,331.8	-
2028	113.2	55.2	565.9	565.9	-	2,166.0	877.2	1,288.8	1,288.8	14,542.9	1,933.2	31,265.0	-
2029	98.3	47.9	491.6	491.6	-	1,877.1	760.2	1,116.9	1,116.9	15,659.8	1,675.3	32,940.3	-
2030	85.6	41.7	428.2	428.2	-	1,630.9	660.5	970.4	970.4	16,630.2	1,455.6	34,395.9	-
2031	74.6	36.4	373.0	373.0	-	1,416.4	573.7	842.8	842.8	17,473.0	1,264.2	35,660.1	-
2032	65.2	31.8	325.9	325.9	-	1,233.3	499.5	733.8	789.3	18,262.2	1,100.7	36,760.8	-
2033	56.6	27.6	283.0	283.0	-	1,066.9	432.1	634.8	683.0	18,945.2	952.2	37,713.0	-
2034	49.3	24.0	246.6	246.6	-	925.1	374.7	550.4	592.4	19,537.6	825.7	38,538.6	-
2035	43.0	20.9	214.8	214.8	-	801.6	324.7	477.0	513.5	20,051.2	715.5	39,254.1	-
TOTAL	2,407	1,173	12,033	12,033	-	43,982	17,813	26,169	20,051	20,051	39,254	39,254.1	1.99

Perhitungan Aliran Kas Skenario 1b Keseluruhan

Year	Recoverable Oil (MMbbl)		Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP
2019	186.1		65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	12,096.9	865.8	12,962.7	648.1	12,314.5
2020	293.6		65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	19,082.4	4,032.9	23,115.3	1,155.8	21,959.5
2021	252.0		65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	16,380.2	4,175.6	20,555.8	1,027.8	19,528.0
2022	217.1		65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	14,109.4	4,334.0	18,443.4	922.2	17,521.3
2023	187.1		65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	12,160.0	4,478.4	16,638.3	831.9	15,806.4
2024	161.8		65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	10,515.6	3,980.6	14,496.2	724.8	13,771.4
2025	139.2		65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	9,045.6	2,236.4	11,282.0	564.1	10,717.9
2026	120.1		65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	7,807.3	1,052.8	8,860.1	443.0	8,417.1
2027	103.7		65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	6,741.4	195.8	6,937.2	346.9	6,590.4
2028	89.9		65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	5,840.4	93.4	5,933.8	296.7	5,637.1
2029	77.4		65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	5,032.7	93.7	5,126.4	256.3	4,870.1
2030	66.9		65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	4,350.9	92.5	4,443.4	222.2	4,221.3
2031	57.9		65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	3,762.9	91.3	3,854.2	192.7	3,661.5
2032	50.2		65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	3,264.8	90.6	3,355.5	167.8	3,187.7
2033	43.3		65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	2,817.3	79.2	2,896.5	144.8	2,751.6
2034	37.5		65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	2,438.9	24.0	2,462.9	123.1	2,339.8
2035	32.5		65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	2,112.0	23.6	2,135.6	106.8	2,028.8
TOTAL	2,116	64.85	4,228	4,228		4,228	5.23	137,559	25,941	163,499	8,175	155,324
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS Pt. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	6,074.7	7,732.6	463.5	593.7	173.2	514.4	9,477.4	9,477.4	-	2,837.1	1,907.3	929.8
2020	-	-	1,052.7	156.4	173.2	3,260.6	4,642.9	4,642.9	-	17,316.6	11,641.4	5,675.2
2021	-	-	978.0	159.6	173.2	1,641.1	2,951.8	2,951.8	-	16,576.2	11,143.6	5,432.5
2022	-	-	916.9	162.8	173.2	842.9	2,095.8	2,095.8	-	15,425.4	10,370.0	5,055.4
2023	-	-	862.8	166.0	173.2	396.9	1,599.0	1,599.0	-	14,207.4	9,551.2	4,656.2
2024	-	-	745.2	169.3	173.2	379.7	1,467.4	1,467.4	-	12,304.0	8,271.6	4,032.4
2025	-	-	501.2	172.7	173.2	-	847.1	847.1	-	9,870.8	6,635.8	3,235.0
2026	-	-	339.4	176.2	173.2	-	688.8	688.8	-	7,728.3	5,195.5	2,532.8
2027	-	-	213.8	179.7	173.2	-	566.8	566.8	-	6,023.6	4,049.5	1,974.1
2028	-	-	176.8	183.3	173.2	-	533.3	533.3	-	5,103.8	3,431.1	1,672.7
2029	-	-	153.5	187.0	173.2	-	513.6	513.6	-	4,356.5	2,928.7	1,427.7
2030	-	-	133.8	190.7	173.2	-	497.7	497.7	-	3,723.6	2,503.3	1,220.3
2031	-	-	116.8	194.5	173.2	-	484.5	484.5	-	3,177.0	2,135.8	1,041.2
2032	-	-	102.5	198.4	173.2	-	474.1	474.1	-	2,713.6	1,824.3	889.3
2033	-	-	88.5	202.4	173.2	-	464.1	464.1	-	2,287.5	1,537.8	749.7
2034	-	-	72.2	206.4	173.2	-	451.8	451.8	-	1,888.0	1,269.2	618.7
2035	-	-	62.8	206.4	173.2	-	442.4	442.4	-	1,586.4	1,066.5	519.9
TOTAL	6,075	7,733	6,980	3,506	2,944	7,036	28,199	28,199	-	127,126	85,463	41,663

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	435.7	212.4	2,178.6	2,178.6	-	2,343.0	948.9	1,394.1	(4,166.2)	(1,379.4)	2,091.2	5,490.2	-
2020	777.0	378.8	3,884.9	3,884.9	-	12,418.4	5,029.4	7,388.9	10,649.5	9,270.1	11,083.4	16,573.7	0.13
2021	691.0	336.8	3,454.8	3,454.8	-	11,834.6	4,793.0	7,041.6	8,682.6	17,952.8	10,562.4	27,136.1	-
2022	619.9	302.2	3,099.7	3,099.7	-	10,990.0	4,450.9	6,539.0	7,381.9	25,334.7	9,808.6	36,944.6	-
2023	559.3	272.6	2,796.4	2,796.4	-	10,110.5	4,094.7	6,015.7	6,412.7	31,747.4	9,023.6	45,968.3	-
2024	487.3	237.5	2,436.3	2,436.3	-	8,758.8	3,547.3	5,211.5	5,591.2	37,338.6	7,817.3	53,785.5	-
2025	379.2	184.9	1,896.1	1,896.1	-	7,015.0	2,841.1	4,173.9	4,173.9	41,512.5	6,260.9	60,046.4	-
2026	297.8	145.2	1,489.1	1,489.1	-	5,493.3	2,224.8	3,268.5	3,268.5	44,781.0	4,902.8	64,949.2	-
2027	233.2	113.7	1,133.0	1,133.0	-	4,282.7	1,734.5	2,548.2	2,548.2	47,329.2	3,822.3	68,771.5	-
2028	199.5	97.2	981.6	981.6	-	3,630.6	1,470.4	2,160.2	2,160.2	49,489.4	3,240.3	72,011.8	-
2029	172.3	84.0	845.8	845.8	-	3,101.0	1,255.9	1,845.1	1,845.1	51,334.5	2,767.7	74,779.5	-
2030	149.4	72.8	731.2	731.2	-	2,652.6	1,074.3	1,578.3	1,578.3	52,912.8	2,367.5	77,146.9	-
2031	129.6	63.2	632.4	632.4	-	2,265.3	917.5	1,347.9	1,347.9	54,260.7	2,021.8	79,168.7	-
2032	112.8	55.0	548.7	548.7	-	1,937.0	784.5	1,152.5	1,255.0	55,515.7	1,728.8	80,897.6	-
2033	97.4	47.5	473.5	473.5	-	1,635.2	662.3	972.9	1,061.5	56,577.2	1,459.4	82,357.0	-
2034	82.8	40.4	409.9	409.9	-	1,352.0	547.6	804.4	876.6	57,453.8	1,206.7	83,563.6	-
2035	71.8	35.0	355.0	355.0	-	1,138.3	461.0	677.3	740.1	58,193.9	1,015.9	84,579.5	-
TOTAL	5,496	2,679	27,347	27,347	-	90,958	36,838	54,120	55,407	58,194	81,180	84,579.5	0.13

Perhitungan Aliran Kas Skenario 2a Incremental

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	65.3	65.0	-	-	-	4.4	4,243.7	-	4,243.7	212.2	4,031.5	
2020	97.8	65.0	-	-	-	4.6	6,354.9	-	6,354.9	317.7	6,037.2	
2021	84.9	65.0	-	-	-	4.7	5,519.8	-	5,519.8	276.0	5,243.9	
2022	74.0	65.0	-	-	-	4.8	4,808.3	-	4,808.3	240.4	4,567.9	
2023	64.4	65.0	-	-	-	5.0	4,188.5	-	4,188.5	209.4	3,979.1	
2024	56.3	65.0	-	-	-	5.1	3,659.1	-	3,659.1	183.0	3,476.2	
2025	48.9	65.0	-	-	-	5.3	3,178.3	-	3,178.3	158.9	3,019.4	
2026	42.6	65.0	-	-	-	5.4	2,768.6	-	2,768.6	138.4	2,630.2	
2027	37.1	65.0	-	-	-	5.6	2,411.7	-	2,411.7	120.6	2,291.2	
2028	32.4	65.0	-	-	-	5.8	2,106.9	-	2,106.9	105.3	2,001.6	
2029	28.2	65.0	-	-	-	6.0	1,830.1	-	1,830.1	91.5	1,738.6	
2030	24.5	65.0	-	-	-	6.0	1,594.2	-	1,594.2	79.7	1,514.5	
2031	21.4	65.0	-	-	-	6.0	1,388.7	-	1,388.7	69.4	1,319.2	
2032	18.7	65.0	-	-	-	6.0	1,213.2	-	1,213.2	60.7	1,152.5	
2033	16.2	65.0	-	-	-	6.0	1,053.7	-	1,053.7	52.7	1,001.1	
2034	14.1	65.0	-	-	-	6.0	917.9	-	917.9	45.9	872.0	
2035	12.3	65.0	-	-	-	6.0	799.6	-	799.6	40.0	759.6	
TOTAL	739	64.85	-	-	-	5.15	48,037	-	48,037	2,402	45,635	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	1,298.1	5,155.1	121.4	30.5	32.6	-	5,339.6	4,031.5	1,308.1	-	-	-
2020	-	-	181.8	-	32.6	649.0	863.5	863.5	-	5,173.7	3,478.1	1,695.6
2021	-	-	158.0	-	32.6	324.5	515.1	515.1	-	4,728.8	3,179.0	1,549.8
2022	-	-	137.6	-	32.6	162.3	332.5	332.5	-	4,235.4	2,847.4	1,388.1
2023	-	-	119.9	-	32.6	81.1	233.6	233.6	-	3,745.5	2,518.0	1,227.5
2024	-	-	104.7	-	32.6	81.1	218.5	218.5	-	3,257.7	2,190.1	1,067.7
2025	-	-	90.9	-	32.6	123.6	123.6	123.6	-	2,895.8	1,946.8	949.1
2026	-	-	79.2	-	32.6	-	111.8	111.8	-	2,518.4	1,693.0	825.3
2027	-	-	69.0	-	32.6	-	101.6	101.6	-	2,189.5	1,472.0	717.6
2028	-	-	60.3	-	32.6	-	92.9	92.9	-	1,908.7	1,283.1	625.5
2029	-	-	52.4	-	32.6	85.0	85.0	85.0	-	1,653.6	1,111.6	541.9
2030	-	-	45.6	-	32.6	-	78.2	78.2	-	1,436.2	965.5	470.7
2031	-	-	39.7	-	32.6	-	72.4	72.4	-	1,246.9	838.2	408.6
2032	-	-	34.7	-	32.6	-	67.3	67.3	-	1,085.2	729.5	355.6
2033	-	-	30.2	-	32.6	-	62.8	62.8	-	938.3	630.8	307.5
2034	-	-	26.3	-	32.6	-	58.9	58.9	-	813.1	546.6	266.5
2035	-	-	22.9	-	32.6	-	55.5	55.5	-	704.1	473.4	230.8
TOTAL	1,298	5,155	1,375	31	554	1,298	8,413	7,105	-	38,531	25,903	12,628

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	142.6	69.5	713.2	713.2	-	142.6	57.8	84.9	(2,521.4)	(2,521.4)	127.3	127.3	-
2020	213.6	104.1	1,068.1	1,068.1	-	3,691.7	1,495.1	2,196.6	2,845.6	324.2	3,294.8	3,422.2	0.89
2021	185.5	90.5	927.7	927.7	-	3,364.5	1,362.6	2,001.9	2,326.4	2,650.7	3,002.9	6,425.0	-
2022	161.6	78.8	808.1	808.1	-	3,009.0	1,218.6	1,790.3	1,952.6	4,603.3	2,685.5	9,110.5	-
2023	140.8	68.6	704.0	704.0	-	2,658.8	1,076.8	1,582.0	1,663.1	6,266.4	2,373.0	11,483.5	-
2024	123.0	60.0	615.0	615.0	-	2,313.1	936.8	1,376.3	1,457.4	7,723.8	2,064.4	13,547.9	-
2025	106.8	52.1	534.2	534.2	-	2,053.6	831.7	1,221.9	1,221.9	8,945.7	1,832.9	15,380.8	-
2026	93.1	45.4	465.3	465.3	-	1,786.1	723.4	1,062.7	1,062.7	10,008.4	1,594.1	16,974.8	-
2027	81.1	39.5	405.3	405.3	-	1,553.0	629.0	924.0	924.0	10,932.4	1,386.1	18,360.9	-
2028	70.8	34.5	354.1	354.1	-	1,354.0	548.4	805.6	805.6	11,738.0	1,208.4	19,569.3	-
2029	61.5	30.0	307.6	307.6	-	1,173.2	475.1	698.0	698.0	12,436.1	1,047.0	20,616.4	-
2030	53.6	26.1	267.9	267.9	-	1,019.1	412.7	606.4	606.4	13,042.4	909.6	21,525.9	-
2031	46.7	22.8	233.4	233.4	-	884.9	358.4	526.5	526.5	13,569.0	789.8	22,315.7	-
2032	40.8	19.9	203.9	203.9	-	770.3	312.0	458.3	493.0	14,062.0	687.5	23,003.2	-
2033	35.4	17.3	177.1	177.1	-	666.2	269.8	396.4	426.5	14,488.6	594.6	23,597.8	-
2034	30.9	15.0	154.3	154.3	-	577.5	233.9	343.6	369.9	14,858.4	515.4	24,113.2	-
2035	26.9	13.1	134.4	134.4	-	500.2	202.6	297.6	320.5	15,179.0	446.5	24,559.7	-
TOTAL	1,615	787	8,073	8,073	-	27,518	11,145	16,373	15,179	15,179	24,560	24,559.7	0.89

Perhitungan Aliran Kas Skenario 2a Keseluruhan

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP							
2019	226.7	65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	14,733.0	865.8	15,598.8	779.9	14,818.9							
2020	235.1	65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	15,280.9	4,032.9	19,313.8	965.7	18,348.1							
2021	201.2	65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	13,078.3	4,175.6	17,253.9	862.7	16,391.2							
2022	172.8	65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	11,233.1	4,334.0	15,567.1	778.4	14,788.8							
2023	148.5	65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	9,654.4	4,478.4	14,132.8	706.6	13,426.1							
2024	128.1	65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	8,326.7	3,980.6	12,307.3	615.4	11,691.9							
2025	109.9	65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	7,144.3	2,236.4	9,380.7	469.0	8,911.7							
2026	94.6	65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	6,151.1	1,052.8	7,203.9	360.2	6,843.7							
2027	81.5	65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	5,298.7	195.8	5,494.5	274.7	5,219.8							
2028	70.5	65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	4,580.1	93.4	4,673.5	233.7	4,439.8							
2029	60.6	65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	3,938.0	93.7	4,031.7	201.6	3,830.1							
2030	52.3	65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	3,397.3	92.5	3,489.8	174.5	3,315.3							
2031	45.1	65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	2,932.2	91.3	3,023.5	151.2	2,872.3							
2032	39.1	65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	2,539.1	90.6	2,629.8	131.5	2,498.3							
2033	33.6	65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	2,187.0	79.2	2,266.1	113.3	2,152.8							
2034	29.1	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,889.8	24.0	1,913.8	95.7	1,818.1							
2035	25.1	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,633.7	23.6	1,657.3	82.9	1,574.4							
TOTAL	1,754	64.85	4,228		4,228	5.23	113,998	25,941	139,938	6,997	132,941							
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS Pt. Alpha	ETS Government						
2019	Tangible	5,510.5	Intangible	5,155.1	Total	10,665.6	538.9	Variable	Fix	624.2	156.9	514.4	6,989.5	6,989.5	-	7,829.4	5,263.4	2,565.9
2020	-	-	-	-	-	-	943.9	-	-	156.4	156.9	2,978.5	4,235.7	4,235.7	-	14,112.4	9,487.3	4,625.1
2021	-	-	-	-	-	-	883.5	-	-	159.6	156.9	1,500.0	2,700.0	2,700.0	-	13,691.2	9,204.1	4,487.0
2022	-	-	-	-	-	-	834.6	-	-	162.8	156.9	772.4	1,926.7	1,926.7	-	12,862.1	8,646.8	4,215.3
2023	-	-	-	-	-	-	791.1	-	-	166.0	156.9	361.7	1,475.7	1,475.7	-	11,950.4	8,033.9	3,916.5
2024	-	-	-	-	-	-	682.6	-	-	169.3	156.9	344.4	1,353.2	1,353.2	-	10,338.7	6,950.4	3,388.3
2025	-	-	-	-	-	-	446.8	-	-	172.7	156.9	-	776.4	776.4	-	8,135.3	5,469.1	2,666.2
2026	-	-	-	-	-	-	292.0	-	-	176.2	156.9	-	625.1	625.1	-	6,218.6	4,180.6	2,038.0
2027	-	-	-	-	-	-	172.6	-	-	179.7	156.9	-	509.2	509.2	-	4,710.6	3,166.8	1,543.8
2028	-	-	-	-	-	-	140.8	-	-	183.3	156.9	-	481.0	481.0	-	3,958.8	2,661.4	1,297.4
2029	-	-	-	-	-	-	122.1	-	-	187.0	156.9	-	466.0	466.0	-	3,364.1	2,261.6	1,102.5
2030	-	-	-	-	-	-	106.5	-	-	190.7	156.9	-	454.1	454.1	-	2,861.2	1,923.5	937.7
2031	-	-	-	-	-	-	93.0	-	-	194.5	156.9	-	444.5	444.5	-	2,427.9	1,632.2	795.7
2032	-	-	-	-	-	-	81.7	-	-	198.4	156.9	-	437.0	437.0	-	2,061.2	1,385.7	675.5
2033	-	-	-	-	-	-	70.5	-	-	202.4	156.9	-	429.8	429.8	-	1,723.0	1,158.3	564.7
2034	-	-	-	-	-	-	56.5	-	-	206.4	156.9	-	419.8	419.8	-	1,398.3	940.1	458.3
2035	-	-	-	-	-	-	49.1	-	-	210.6	156.9	-	416.6	416.6	-	1,157.8	778.4	379.5
TOTAL	5,511	5,155	10,666	6,306	3,540	2,667	6,471	24,140	24,140	108,801	73,144	35,658						

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	524.3	255.6	2,621.6	2,621.6	-	5,787.8	2,344.0	3,443.7	(1,552.4)	(1,552.4)	5,165.6	5,165.6	-
2020	649.2	316.5	3,246.0	3,246.0	-	10,136.5	4,105.3	6,031.2	9,009.7	7,457.3	9,046.9	14,212.4	0.17
2021	580.0	282.7	2,899.8	2,899.8	-	9,784.1	3,962.6	5,821.5	7,321.6	14,778.9	8,732.3	22,944.8	-
2022	523.3	255.1	2,616.3	2,616.3	-	9,170.0	3,713.9	5,456.2	6,228.5	21,007.4	8,184.3	31,129.0	-
2023	475.1	231.6	2,375.3	2,375.3	-	8,508.9	3,446.1	5,062.8	5,424.5	26,431.9	7,594.2	38,723.3	-
2024	413.7	201.7	2,068.5	2,068.5	-	7,364.1	2,982.5	4,381.6	4,726.0	31,158.0	6,572.5	45,295.7	-
2025	315.3	153.7	1,576.6	1,576.6	-	5,784.4	2,342.7	3,441.7	3,441.7	34,599.7	5,162.6	50,458.3	-
2026	242.1	118.0	1,210.7	1,210.7	-	4,422.7	1,791.2	2,631.5	2,631.5	37,231.2	3,947.3	54,405.6	-
2027	184.7	90.0	890.5	890.5	-	3,351.5	1,357.4	1,994.1	1,994.1	39,225.4	2,991.2	57,396.9	-
2028	157.1	76.6	769.8	769.8	-	2,818.5	1,141.5	1,677.0	1,677.0	40,902.4	2,515.5	59,912.4	-
2029	135.5	66.1	661.8	661.8	-	2,397.1	970.8	1,426.3	1,426.3	42,328.6	2,139.4	62,051.8	-
2030	117.3	57.2	571.0	571.0	-	2,040.8	826.5	1,214.3	1,214.3	43,542.9	1,821.4	63,873.2	-
2031	101.6	49.5	492.8	492.8	-	1,733.8	702.2	1,031.6	1,031.6	44,574.6	1,547.4	65,420.6	-
2032	88.4	43.1	426.7	426.7	-	1,474.1	597.0	877.1	958.8	45,533.4	1,315.6	66,736.3	-
2033	76.2	37.1	367.6	367.6	-	1,234.5	500.0	734.5	805.0	46,338.4	1,101.8	67,838.1	-
2034	64.3	31.4	317.6	317.6	-	1,004.4	406.8	597.6	654.1	46,992.5	896.4	68,734.5	-
2035	55.7	27.2	274.6	274.6	-	834.1	337.8	496.3	545.4	47,537.9	744.4	69,478.9	-
TOTAL	4,704	2,293	23,387	23,387	-	77,847	31,528	46,319	47,538	47,538	69,479	69,478.9	0.17

Perhitungan Aliran Kas Skenario 2b Incremental

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	24.7	65.0	-	-	-	4.4	1,607.5	-	1,607.5	80.4	1,527.2	
2020	103.0	65.0	-	-	-	4.6	6,692.8	-	6,692.8	334.6	6,358.1	
2021	89.4	65.0	-	-	-	4.7	5,813.3	-	5,813.3	290.7	5,522.6	
2022	77.9	65.0	-	-	-	4.8	5,064.0	-	5,064.0	253.2	4,810.8	
2023	67.9	65.0	-	-	-	5.0	4,411.2	-	4,411.2	220.6	4,190.7	
2024	59.3	65.0	-	-	-	5.1	3,853.7	-	3,853.7	192.7	3,661.0	
2025	51.5	65.0	-	-	-	5.3	3,347.3	-	3,347.3	167.4	3,179.9	
2026	44.9	65.0	-	-	-	5.4	2,915.8	-	2,915.8	145.8	2,770.0	
2027	39.1	65.0	-	-	-	5.6	2,540.0	-	2,540.0	127.0	2,413.0	
2028	34.1	65.0	-	-	-	5.8	2,218.9	-	2,218.9	110.9	2,108.0	
2029	29.7	65.0	-	-	-	6.0	1,927.4	-	1,927.4	96.4	1,831.0	
2030	25.8	65.0	-	-	-	6.0	1,678.9	-	1,678.9	83.9	1,595.0	
2031	22.5	65.0	-	-	-	6.0	1,462.5	-	1,462.5	73.1	1,389.4	
2032	19.7	65.0	-	-	-	6.0	1,277.7	-	1,277.7	63.9	1,213.8	
2033	17.1	65.0	-	-	-	6.0	1,109.8	-	1,109.8	55.5	1,054.3	
2034	14.9	65.0	-	-	-	6.0	966.7	-	966.7	48.3	918.4	
2035	13.0	65.0	-	-	-	6.0	842.1	-	842.1	42.1	800.0	
TOTAL	734	64.85	-	-	-	5.15	47,730	-	47,730	2,386	45,343	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	1,298.1	5,155.1	46.0	-	32.6	-	5,233.7	1,527.2	3,706.5	-	-	-
2020	-	-	191.5	-	32.6	649.0	873.2	873.2	-	5,485.0	3,687.4	1,797.6
2021	-	-	166.3	-	32.6	324.5	523.5	523.5	-	4,999.2	3,360.8	1,638.4
2022	-	-	144.9	-	32.6	162.3	339.8	339.8	-	4,471.0	3,005.7	1,465.3
2023	-	-	126.2	-	32.6	81.1	240.0	240.0	-	3,950.7	2,655.9	1,294.8
2024	-	-	110.3	-	32.6	81.1	224.0	224.0	-	3,437.0	2,310.6	1,126.4
2025	-	-	95.8	-	32.6	-	128.4	128.4	-	3,051.5	2,051.4	1,000.1
2026	-	-	83.4	-	32.6	-	116.1	116.1	-	2,654.0	1,784.2	869.8
2027	-	-	72.7	-	32.6	-	105.3	105.3	-	2,307.7	1,551.4	756.3
2028	-	-	63.5	-	32.6	-	96.1	96.1	-	2,011.9	1,352.5	659.4
2029	-	-	55.2	-	32.6	-	87.8	87.8	-	1,743.2	1,171.9	571.3
2030	-	-	48.0	-	32.6	-	80.7	80.7	-	1,514.3	1,018.0	496.3
2031	-	-	41.9	-	32.6	-	74.5	74.5	-	1,314.9	884.0	430.9
2032	-	-	36.6	-	32.6	-	69.2	69.2	-	1,144.6	769.5	375.1
2033	-	-	31.8	-	32.6	-	64.4	64.4	-	989.9	665.5	324.4
2034	-	-	27.7	-	32.6	-	60.3	60.3	-	858.1	576.9	281.2
2035	-	-	24.1	-	32.6	-	56.7	56.7	-	743.3	499.7	243.6
TOTAL	1,298	5,155	1,366	-	554	1,298	8,373	4,667	-	40,676	27,345	13,331

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	54.0	26.3	270.2	270.2	-	54.0	21.9	32.2	(4,972.5)	(4,972.5)	48.2	48.2	-
2020	225.0	109.7	1,124.8	1,124.8	-	3,912.3	1,584.5	2,327.8	2,976.9	(1,995.6)	3,491.8	3,540.0	-
2021	195.4	95.3	977.0	977.0	-	3,556.2	1,440.3	2,115.9	2,440.4	444.9	3,173.9	6,713.9	1.82
2022	170.2	83.0	851.1	851.1	-	3,175.9	1,286.2	1,889.7	2,051.9	2,496.8	2,834.5	9,548.4	-
2023	148.3	72.3	741.4	741.4	-	2,804.2	1,135.7	1,668.5	1,749.6	4,246.4	2,502.7	12,051.1	-
2024	129.5	63.1	647.7	647.7	-	2,440.1	988.2	1,451.9	1,533.0	5,779.4	2,177.8	14,228.9	-
2025	112.5	54.9	562.6	562.6	-	2,164.0	876.4	1,287.6	1,287.6	7,067.0	1,931.3	16,160.3	-
2026	98.0	47.8	490.1	490.1	-	1,882.2	762.3	1,119.9	1,119.9	8,186.9	1,679.9	17,840.1	-
2027	85.4	41.6	426.9	426.9	-	1,636.7	662.9	973.9	973.9	9,160.7	1,460.8	19,300.9	-
2028	74.6	36.4	372.9	372.9	-	1,427.1	578.0	849.1	849.1	10,009.9	1,273.7	20,574.6	-
2029	64.8	31.6	323.9	323.9	-	1,236.7	500.9	735.8	735.8	10,745.7	1,103.8	21,678.4	-
2030	56.4	27.5	282.2	282.2	-	1,074.5	435.2	639.3	639.3	11,385.0	959.0	22,637.3	-
2031	49.2	24.0	245.8	245.8	-	933.1	377.9	555.2	555.2	11,940.2	832.8	23,470.2	-
2032	42.9	20.9	214.7	214.7	-	812.4	329.0	483.4	520.0	12,460.2	725.1	24,195.3	-
2033	37.3	18.2	186.5	186.5	-	702.8	284.6	418.2	449.9	12,910.1	627.2	24,822.5	-
2034	32.5	15.8	162.5	162.5	-	609.4	246.8	362.6	390.2	13,300.3	543.9	25,366.4	-
2035	28.3	13.8	141.5	141.5	-	528.0	213.8	314.2	338.3	13,638.6	471.2	25,837.6	-
TOTAL	1,604	782	8,022	8,022	-	28,950	11,725	17,225	13,639	13,639	25,838	25,837.6	1.82

Perhitungan Aliran Kas Skenario 2b Keseluruhan

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP				
2019	186.1	65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	12,096.9	865.8	12,962.7	648.1	12,314.5				
2020	240.3	65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	15,618.8	4,032.9	19,651.7	982.6	18,669.1				
2021	205.7	65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	13,371.8	4,175.6	17,547.3	877.4	16,670.0				
2022	176.7	65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	11,488.7	4,334.0	15,822.7	791.1	15,031.6				
2023	152.0	65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	9,877.1	4,478.4	14,355.4	717.8	13,637.7				
2024	131.1	65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	8,521.2	3,980.6	12,501.8	625.1	11,876.7				
2025	112.5	65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	7,313.3	2,236.4	9,549.7	477.5	9,072.2				
2026	96.9	65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	6,298.3	1,052.8	7,351.1	367.6	6,983.6				
2027	83.5	65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	5,427.0	195.8	5,622.8	281.1	5,341.6				
2028	72.2	65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	4,692.1	93.4	4,785.5	239.3	4,546.2				
2029	62.1	65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	4,035.3	93.7	4,129.0	206.4	3,922.5				
2030	53.6	65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	3,482.1	92.5	3,574.6	178.7	3,395.8				
2031	46.2	65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	3,006.0	91.3	3,097.3	154.9	2,942.5				
2032	40.1	65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	2,603.6	90.6	2,694.3	134.7	2,559.5				
2033	34.5	65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	2,243.0	79.2	2,322.1	116.1	2,206.0				
2034	29.8	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,938.6	24.0	1,962.6	98.1	1,864.5				
2035	25.8	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,676.2	23.6	1,699.8	85.0	1,614.8				
TOTAL	1,749	64.85	4,228		4,228	5.23	113,690	25,941	139,630	6,982	132,649				
Year	Investment		Operating Cost		ASR *		Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government		
2019	Tangible	5,510.5	Intangible	5,155.1	Total	10,665.6	463.5	593.7	156.9	514.4	6,883.6	6,883.6	5,431.0	3,651.1	1,779.9
2020	-	-	-	-	-	-	953.6	156.4	156.9	2,978.5	4,245.4	4,245.4	14,423.7	9,696.6	4,727.1
2021	-	-	-	-	-	-	891.9	159.6	156.9	1,500.0	2,708.4	2,708.4	13,961.6	9,385.9	4,575.6
2022	-	-	-	-	-	-	842.0	162.8	156.9	772.4	1,934.0	1,934.0	13,097.6	8,805.1	4,292.5
2023	-	-	-	-	-	-	797.5	166.0	156.9	361.7	1,482.1	1,482.1	12,155.6	8,171.8	3,983.8
2024	-	-	-	-	-	-	688.1	169.3	156.9	344.4	1,358.8	1,358.8	10,518.0	7,070.9	3,447.1
2025	-	-	-	-	-	-	451.6	172.7	156.9	781.2	781.2	781.2	8,291.0	5,573.8	2,717.2
2026	-	-	-	-	-	-	296.2	176.2	156.9	629.3	629.3	629.3	6,354.3	4,271.8	2,082.5
2027	-	-	-	-	-	-	176.2	179.7	156.9	512.8	512.8	512.8	4,828.8	3,246.2	1,582.5
2028	-	-	-	-	-	-	144.0	183.3	156.9	484.2	484.2	484.2	4,062.0	2,730.8	1,331.3
2029	-	-	-	-	-	-	124.9	187.0	156.9	468.8	468.8	468.8	3,453.7	2,321.8	1,131.9
2030	-	-	-	-	-	-	108.9	190.7	156.9	456.5	456.5	456.5	2,939.3	1,976.0	963.3
2031	-	-	-	-	-	-	95.2	194.5	156.9	446.6	446.6	446.6	2,495.9	1,677.9	818.0
2032	-	-	-	-	-	-	83.6	198.4	156.9	438.9	438.9	438.9	2,120.7	1,425.7	695.0
2033	-	-	-	-	-	-	72.1	202.4	156.9	431.4	431.4	431.4	1,774.7	1,193.0	581.6
2034	-	-	-	-	-	-	57.9	206.4	156.9	421.2	421.2	421.2	1,443.3	970.3	473.0
2035	-	-	-	-	-	-	50.3	206.4	156.9	413.6	413.6	413.6	1,201.1	807.5	393.7
TOTAL	5,511	5,155	10,666	6,297	3,506	2,667	6,471	24,097	24,097	-	108,552	72,976	35,576		

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	435.7	212.4	2,178.6	2,178.6	-	4,086.8	1,655.2	2,431.6	(2,564.5)	(2,564.5)	3,647.5	3,647.5	-
2020	660.6	322.0	3,302.8	3,302.8	-	10,357.1	4,194.6	6,162.5	9,141.0	6,576.5	9,243.8	12,891.2	0.28
2021	589.8	287.5	2,949.1	2,949.1	-	9,975.7	4,040.2	5,935.6	7,435.6	14,012.1	8,903.4	21,794.6	-
2022	531.9	259.3	2,659.3	2,659.3	-	9,337.0	3,781.5	5,555.5	6,327.9	20,340.0	8,333.3	30,127.8	-
2023	482.5	235.2	2,412.7	2,412.7	-	8,654.4	3,505.0	5,149.3	5,511.0	25,851.0	7,724.0	37,851.9	-
2024	420.2	204.9	2,101.1	2,101.1	-	7,491.1	3,033.9	4,457.2	4,801.6	30,652.6	6,685.8	44,537.7	-
2025	321.0	156.5	1,605.0	1,605.0	-	5,894.7	2,387.4	3,507.4	3,507.4	34,160.0	5,261.1	49,798.8	-
2026	247.1	120.5	1,235.5	1,235.5	-	4,518.9	1,830.1	2,688.7	2,688.7	36,848.7	4,033.1	53,831.9	-
2027	189.0	92.1	912.1	912.1	-	3,435.2	1,391.3	2,044.0	2,044.0	38,892.7	3,066.0	56,897.8	-
2028	160.9	78.4	788.6	788.6	-	2,891.6	1,171.1	1,720.5	1,720.5	40,613.2	2,580.8	59,478.6	-
2029	138.8	67.7	678.2	678.2	-	2,460.6	996.6	1,464.1	1,464.1	42,077.3	2,196.1	61,674.8	-
2030	120.2	58.6	585.2	585.2	-	2,096.2	849.0	1,247.2	1,247.2	43,324.5	1,870.8	63,545.6	-
2031	104.1	50.8	505.2	505.2	-	1,782.0	721.7	1,060.3	1,060.3	44,384.8	1,590.5	65,136.1	-
2032	90.6	44.1	437.6	437.6	-	1,516.2	614.1	902.1	985.7	45,370.5	1,353.2	66,489.3	-
2033	78.1	38.1	377.0	377.0	-	1,271.1	514.8	756.3	828.4	46,199.0	1,134.5	67,623.7	-
2034	66.0	32.2	325.8	325.8	-	1,036.3	419.7	616.6	674.4	46,873.4	924.9	68,548.6	-
2035	57.1	27.9	281.7	281.7	-	864.6	350.2	514.5	564.8	47,438.2	771.7	69,320.3	-
TOTAL	4,693	2,288	23,335	23,335	-	77,670	31,456	46,213	47,438	47,438	69,320	69,320.3	0.28

Perhitungan Aliran Kas Skenario 3a Incremental

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	28.8	65.0	-	-	-	4.4	1,871.8	-	1,871.8	93.6	1,778.2	
2020	49.2	65.0	-	-	-	4.6	3,195.7	-	3,195.7	159.8	3,035.9	
2021	42.7	65.0	-	-	-	4.7	2,775.8	-	2,775.8	138.8	2,637.0	
2022	37.2	65.0	-	-	-	4.8	2,418.0	-	2,418.0	120.9	2,297.1	
2023	32.4	65.0	-	-	-	5.0	2,106.3	-	2,106.3	105.3	2,001.0	
2024	28.3	65.0	-	-	-	5.1	1,840.1	-	1,840.1	92.0	1,748.1	
2025	24.6	65.0	-	-	-	5.3	1,598.3	-	1,598.3	79.9	1,518.4	
2026	21.4	65.0	-	-	-	5.4	1,392.3	-	1,392.3	69.6	1,322.7	
2027	18.7	65.0	-	-	-	5.6	1,212.8	-	1,212.8	60.6	1,152.2	
2028	16.3	65.0	-	-	-	5.8	1,059.5	-	1,059.5	53.0	1,006.5	
2029	14.2	65.0	-	-	-	6.0	920.3	-	920.3	46.0	874.3	
2030	12.3	65.0	-	-	-	6.0	801.7	-	801.7	40.1	761.6	
2031	10.7	65.0	-	-	-	6.0	698.3	-	698.3	34.9	663.4	
2032	9.4	65.0	-	-	-	6.0	610.1	-	610.1	30.5	579.6	
2033	8.2	65.0	-	-	-	6.0	529.9	-	529.9	26.5	503.4	
2034	7.1	65.0	-	-	-	6.0	461.6	-	461.6	23.1	438.5	
2035	6.2	65.0	-	-	-	6.0	402.1	-	402.1	20.1	382.0	
TOTAL	368	64.85	-	-	-	5.15	23,895	-	23,895	1,195	22,700	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	564.2	2,577.5	53.6	28.0	16.3	-	2,675.4	1,778.2	897.2	-	-	-
2020	-	-	91.4	-	16.3	282.1	389.8	389.8	-	2,646.1	1,778.9	867.2
2021	-	-	79.4	-	16.3	141.0	236.8	236.8	-	2,400.2	1,613.6	786.6
2022	-	-	69.2	-	16.3	70.5	156.0	156.0	-	2,141.1	1,439.4	701.7
2023	-	-	60.3	-	16.3	35.3	111.8	111.8	-	1,889.1	1,270.0	619.1
2024	-	-	52.7	-	16.3	35.3	104.2	104.2	-	1,643.9	1,105.1	538.7
2025	-	-	45.7	-	16.3	-	62.0	62.0	-	1,456.3	979.0	477.3
2026	-	-	39.8	-	16.3	-	56.1	56.1	-	1,266.5	851.4	415.1
2027	-	-	34.7	-	16.3	-	51.0	51.0	-	1,101.2	740.3	360.9
2028	-	-	30.3	-	16.3	-	46.6	46.6	-	959.9	645.3	314.6
2029	-	-	26.3	-	16.3	-	42.6	42.6	-	831.6	559.1	272.6
2030	-	-	22.9	-	16.3	-	39.2	39.2	-	722.3	485.6	236.7
2031	-	-	20.0	-	16.3	-	36.3	36.3	-	627.1	421.6	205.5
2032	-	-	17.5	-	16.3	-	33.8	33.8	-	545.8	366.9	178.9
2033	-	-	15.2	-	16.3	-	31.5	31.5	-	471.9	317.3	154.7
2034	-	-	13.2	-	16.3	-	29.5	29.5	-	409.0	275.0	134.0
2035	-	-	11.5	-	16.3	-	27.8	27.8	-	354.2	238.1	116.1
TOTAL	564	2,578	684	28	277	564	4,131	3,233	-	19,466	13,087	6,380

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	62.9	30.7	314.6	314.6	-	62.9	25.5	37.4	(1,424.0)	(1,424.0)	56.2	56.2	-
2020	107.4	52.4	537.1	537.1	-	1,886.3	764.0	1,122.4	1,404.4	(19.5)	1,683.5	1,739.7	-
2021	93.3	45.5	466.5	466.5	-	1,706.9	691.3	1,015.6	1,156.6	1,137.1	1,523.4	3,263.1	1.02
2022	81.3	39.6	406.4	406.4	-	1,520.6	615.9	904.8	975.3	2,112.5	1,357.2	4,620.3	-
2023	70.8	34.5	354.0	354.0	-	1,340.8	543.0	797.8	833.0	2,945.5	1,196.7	5,817.0	-
2024	61.9	30.2	309.3	309.3	-	1,167.0	472.6	694.3	729.6	3,675.1	1,041.5	6,858.5	-
2025	53.7	26.2	268.6	268.6	-	1,032.8	418.3	614.5	614.5	4,289.6	921.8	7,780.2	-
2026	46.8	22.8	234.0	234.0	-	898.2	363.8	534.4	534.4	4,824.1	801.7	8,581.9	-
2027	40.8	19.9	203.8	203.8	-	781.0	316.3	464.7	464.7	5,288.8	697.1	9,279.0	-
2028	35.6	17.4	178.1	178.1	-	680.9	275.8	405.2	405.2	5,693.9	607.7	9,886.7	-
2029	30.9	15.1	154.7	154.7	-	590.0	239.0	351.1	351.1	6,045.0	526.6	10,413.3	-
2030	26.9	13.1	134.7	134.7	-	512.5	207.6	305.0	305.0	6,350.0	457.5	10,870.8	-
2031	23.5	11.4	117.4	117.4	-	445.1	180.3	264.8	264.8	6,614.8	397.2	11,268.0	-
2032	20.5	10.0	102.5	102.5	-	387.4	156.9	230.5	248.0	6,862.7	345.8	11,613.8	-
2033	17.8	8.7	89.1	89.1	-	335.1	135.7	199.4	214.5	7,077.3	299.1	11,912.8	-
2034	15.5	7.6	77.6	77.6	-	290.5	117.6	172.8	186.0	7,263.3	259.2	12,172.1	-
2035	13.5	6.6	67.6	67.6	-	251.6	101.9	149.7	161.2	7,424.5	224.6	12,396.6	-
TOTAL	803	392	4,016	4,016	-	13,890	5,625	8,264	7,425	7,425	12,397	12,396.6	1.02

Perhitungan Aliran Kas Skenario 3a Keseluruhan

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	190.2	65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	12,361.1	865.8	13,226.9	661.3	12,565.6	
2020	186.5	65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	12,121.7	4,032.9	16,154.6	807.7	15,346.9	
2021	159.0	65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	10,334.2	4,175.6	14,509.8	725.5	13,784.3	
2022	136.0	65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	8,842.8	4,334.0	13,176.8	658.8	12,517.9	
2023	116.5	65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	7,572.2	4,478.4	12,050.5	602.5	11,448.0	
2024	100.1	65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	6,507.6	3,980.6	10,488.2	524.4	9,963.8	
2025	85.6	65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	5,564.3	2,236.4	7,800.7	390.0	7,410.7	
2026	73.5	65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	4,774.7	1,052.8	5,827.6	291.4	5,536.2	
2027	63.1	65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	4,099.8	195.8	4,295.6	214.8	4,080.8	
2028	54.3	65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	3,532.7	93.4	3,626.1	181.3	3,444.8	
2029	46.6	65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	3,028.2	93.7	3,121.9	156.1	2,965.8	
2030	40.1	65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	2,604.8	92.5	2,697.3	134.9	2,562.4	
2031	34.5	65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	2,241.8	91.3	2,333.2	116.7	2,216.5	
2032	29.8	65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	1,936.0	90.6	2,026.7	101.3	1,925.3	
2033	25.6	65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	1,663.1	79.2	1,742.3	87.1	1,655.2	
2034	22.1	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,433.5	24.0	1,457.5	72.9	1,384.6	
2035	19.0	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,236.2	23.6	1,259.8	63.0	1,196.8	
TOTAL	1,382	64.85	4,228		4,228	5.23	89,855	25,941	115,795	5,790	110,006	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS Pt. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	4,776.6	2,577.5	471.0	621.7	140.6	514.4	4,325.3	4,325.3	-	8,240.3	5,539.7	2,700.6
2020	-	-	853.5	156.4	140.6	2,611.5	3,762.1	3,762.1	-	11,584.8	7,788.1	3,796.7
2021	-	-	805.0	159.6	140.6	1,316.5	2,421.7	2,421.7	-	11,362.6	7,638.7	3,723.9
2022	-	-	766.2	162.8	140.6	680.7	1,750.2	1,750.2	-	10,767.7	7,238.8	3,528.9
2023	-	-	731.5	166.0	140.6	315.8	1,353.9	1,353.9	-	10,094.1	6,785.9	3,308.2
2024	-	-	630.5	169.3	140.6	298.5	1,239.0	1,239.0	-	8,724.9	5,865.4	2,859.4
2025	-	-	401.6	172.7	140.6	714.9	714.9	714.9	-	6,695.8	4,501.4	2,194.4
2026	-	-	252.6	176.2	140.6	-	569.4	569.4	-	4,966.8	3,339.0	1,627.8
2027	-	-	138.3	179.7	140.6	-	458.6	458.6	-	3,622.3	2,435.1	1,187.1
2028	-	-	110.8	183.3	140.6	-	434.7	434.7	-	3,010.1	2,023.6	986.5
2029	-	-	96.1	187.0	140.6	-	423.7	423.7	-	2,542.1	1,709.0	833.1
2030	-	-	83.8	190.7	140.6	-	415.1	415.1	-	2,147.4	1,443.6	703.8
2031	-	-	73.3	194.5	140.6	-	408.4	408.4	-	1,808.1	1,215.5	592.6
2032	-	-	64.5	198.4	140.6	-	403.5	403.5	-	1,521.9	1,023.1	498.8
2033	-	-	55.5	202.4	140.6	-	398.5	398.5	-	1,256.7	844.8	411.9
2034	-	-	43.4	206.4	140.6	-	390.4	390.4	-	994.2	668.4	325.8
2035	-	-	37.7	210.6	140.6	-	388.9	388.9	-	807.9	543.1	264.8
TOTAL	4,777	2,578	5,615	3,538	2,390	5,737	19,858	19,858	-	90,148	60,603	29,544

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	444.6	216.7	2,223.0	2,223.0	-	5,984.3	2,423.6	3,560.7	(701.5)	(701.5)	5,341.0	5,341.0	-
2020	543.0	264.7	2,715.1	2,715.1	-	8,331.1	3,374.1	4,957.0	7,568.5	6,867.0	7,435.5	12,776.5	0.09
2021	487.7	237.8	2,438.6	2,438.6	-	8,126.5	3,291.2	4,835.2	6,151.8	13,018.8	7,252.9	20,029.4	-
2022	442.9	215.9	2,214.6	2,214.6	-	7,681.7	3,111.1	4,570.6	5,251.3	18,270.1	6,855.9	26,885.3	-
2023	405.1	197.5	2,025.3	2,025.3	-	7,191.0	2,912.3	4,278.6	4,594.4	22,864.5	6,418.0	33,303.3	-
2024	352.5	171.9	1,762.7	1,762.7	-	6,218.0	2,518.3	3,699.7	3,998.2	26,862.7	5,549.6	38,852.9	-
2025	262.2	127.8	1,311.0	1,311.0	-	4,763.6	1,929.2	2,834.3	2,834.3	29,697.1	4,251.5	43,104.4	-
2026	195.9	95.5	979.4	979.4	-	3,534.9	1,431.6	2,103.3	2,103.3	31,800.3	3,154.9	46,259.3	-
2027	144.4	70.4	689.0	689.0	-	2,579.5	1,044.7	1,534.8	1,534.8	33,335.1	2,302.2	48,561.5	-
2028	121.9	59.4	593.7	593.7	-	2,145.5	868.9	1,276.6	1,276.6	34,611.7	1,914.8	50,476.3	-
2029	104.9	51.2	508.9	508.9	-	1,813.9	734.6	1,079.3	1,079.3	35,691.0	1,618.9	52,095.3	-
2030	90.7	44.2	437.8	437.8	-	1,534.3	621.4	912.9	912.9	36,603.9	1,369.3	53,464.6	-
2031	78.4	38.2	376.8	376.8	-	1,294.0	524.1	769.9	769.9	37,373.8	1,154.9	54,619.5	-
2032	68.1	33.2	325.4	325.4	-	1,091.2	441.9	649.3	713.7	38,087.5	973.9	55,593.4	-
2033	58.6	28.6	279.5	279.5	-	903.4	365.9	537.5	593.0	38,680.6	806.3	56,399.7	-
2034	49.0	23.9	240.9	240.9	-	717.4	290.5	426.8	470.3	39,150.8	640.2	57,039.9	-
2035	42.3	20.6	207.8	207.8	-	585.5	237.1	348.4	386.1	39,536.9	522.5	57,562.4	-
TOTAL	3,892	1,897	19,330	19,330	-	64,496	26,121	38,375	39,537	39,537	57,562	57,562.4	0.09

Perhitungan Aliran Kas Skenario 3b Incremental

Year	Recoverable Oil (MMbbl)		Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)		Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$		FTP	Rev after FTP	
	Tangible	Intangible	Total	Variable	Operating Cost	ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost			Equity To Split
2019	564.2	2,577.5	3,141.7	-	30.5	-	16.3	-	2,624.4	1,013.7	1,610.7	-	
2020	-	-	-	-	94.7	-	16.3	282.1	393.1	393.1	-	901.1	
2021	-	-	-	-	82.2	-	16.3	141.0	239.6	239.6	-	816.1	
2022	-	-	-	-	71.6	-	16.3	70.5	158.5	158.5	-	727.3	
2023	-	-	-	-	62.4	-	16.3	35.3	114.0	114.0	-	641.5	
2024	-	-	-	-	54.5	-	16.3	35.3	106.1	106.1	-	558.3	
2025	-	-	-	-	47.3	-	16.3	-	63.6	63.6	-	494.2	
2026	-	-	-	-	41.2	-	16.3	-	57.5	57.5	-	429.8	
2027	-	-	-	-	35.9	-	16.3	-	52.2	52.2	-	373.7	
2028	-	-	-	-	31.4	-	16.3	-	47.7	47.7	-	325.8	
2029	-	-	-	-	27.3	-	16.3	-	43.6	43.6	-	282.3	
2030	-	-	-	-	23.7	-	16.3	-	40.1	40.1	-	245.2	
2031	-	-	-	-	20.7	-	16.3	-	37.0	37.0	-	212.9	
2032	-	-	-	-	18.1	-	16.3	-	34.4	34.4	-	185.3	
2033	-	-	-	-	15.7	-	16.3	-	32.0	32.0	-	160.3	
2034	-	-	-	-	13.7	-	16.3	-	30.0	30.0	-	138.9	
2035	-	-	-	-	11.9	-	16.3	-	28.2	28.2	-	120.3	
TOTAL	564	2,578	3,142	683	-	-	277	564	4,102	2,491	-	6,613	
TOTAL			64.85	-				-	5.15	23,863	1,193	22,670	
Year	Investment		Total	Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS PT. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible		Variable	Fix								
2019	564.2	2,577.5	3,141.7	-	30.5	-	16.3	-	2,624.4	1,013.7	1,610.7	-	-
2020	-	-	-	-	94.7	-	16.3	282.1	393.1	393.1	-	1,848.4	901.1
2021	-	-	-	-	82.2	-	16.3	141.0	239.6	239.6	-	1,673.9	816.1
2022	-	-	-	-	71.6	-	16.3	70.5	158.5	158.5	-	1,491.9	727.3
2023	-	-	-	-	62.4	-	16.3	35.3	114.0	114.0	-	1,315.8	641.5
2024	-	-	-	-	54.5	-	16.3	35.3	106.1	106.1	-	1,145.1	558.3
2025	-	-	-	-	47.3	-	16.3	-	63.6	63.6	-	1,013.8	494.2
2026	-	-	-	-	41.2	-	16.3	-	57.5	57.5	-	881.7	429.8
2027	-	-	-	-	35.9	-	16.3	-	52.2	52.2	-	766.6	373.7
2028	-	-	-	-	31.4	-	16.3	-	47.7	47.7	-	668.4	325.8
2029	-	-	-	-	27.3	-	16.3	-	43.6	43.6	-	579.1	282.3
2030	-	-	-	-	23.7	-	16.3	-	40.1	40.1	-	503.0	245.2
2031	-	-	-	-	20.7	-	16.3	-	37.0	37.0	-	436.8	212.9
2032	-	-	-	-	18.1	-	16.3	-	34.4	34.4	-	380.2	185.3
2033	-	-	-	-	15.7	-	16.3	-	32.0	32.0	-	328.8	160.3
2034	-	-	-	-	13.7	-	16.3	-	30.0	30.0	-	285.0	138.9
2035	-	-	-	-	11.9	-	16.3	-	28.2	28.2	-	246.8	120.3
TOTAL	564	2,578	3,142	683	-	-	277	564	4,102	2,491	-	13,565	6,613
TOTAL			64.85	-				-	5.15	23,863	1,193	22,670	

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	35.9	17.5	179.3	179.3	-	35.9	14.5	21.3	(2,153.5)	(2,153.5)	32.0	32.0	-
2020	111.2	54.2	555.9	555.9	-	1,959.6	793.6	1,165.9	1,448.0	(705.5)	1,748.9	1,780.9	-
2021	96.6	47.1	482.9	482.9	-	1,770.5	717.1	1,053.5	1,194.5	489.0	1,580.2	3,361.1	1.59
2022	84.1	41.0	420.6	420.6	-	1,576.1	638.3	937.8	1,008.3	1,497.3	1,406.6	4,767.8	-
2023	73.3	35.7	366.4	366.4	-	1,389.1	562.6	826.5	861.8	2,359.1	1,239.8	6,007.5	-
2024	64.0	31.2	320.1	320.1	-	1,209.1	489.7	719.4	754.7	3,113.8	1,079.2	7,086.7	-
2025	55.6	27.1	278.0	278.0	-	1,069.4	433.1	636.3	636.3	3,750.1	954.4	8,041.2	-
2026	48.4	23.6	242.2	242.2	-	930.1	376.7	553.4	553.4	4,303.5	830.2	8,871.3	-
2027	42.2	20.6	211.0	211.0	-	808.8	327.6	481.3	481.3	4,784.8	721.9	9,593.2	-
2028	36.9	18.0	184.3	184.3	-	705.2	285.6	419.6	419.6	5,204.4	629.4	10,222.6	-
2029	32.0	15.6	160.1	160.1	-	611.1	247.5	363.6	363.6	5,568.0	545.4	10,768.0	-
2030	27.9	13.6	139.5	139.5	-	530.9	215.0	315.9	315.9	5,883.9	473.9	11,241.9	-
2031	24.3	11.8	121.5	121.5	-	461.1	186.7	274.3	274.3	6,158.2	411.5	11,653.4	-
2032	21.2	10.3	106.1	106.1	-	401.4	162.6	238.8	256.9	6,415.2	358.3	12,011.7	-
2033	18.4	9.0	92.2	92.2	-	347.2	140.6	206.6	222.3	6,637.5	309.9	12,321.6	-
2034	16.1	7.8	80.3	80.3	-	301.1	121.9	179.1	192.8	6,830.3	268.7	12,590.3	-
2035	14.0	6.8	70.0	70.0	-	260.8	105.6	155.2	167.1	6,997.4	232.8	12,823.1	-
TOTAL	802	391	4,011	4,011	-	14,368	5,819	8,549	6,997	6,997	12,823	12,823.1	1.59

Perhitungan Aliran Kas Skenario 3b Keseluruhan

Year	Recoverable Oil (MMbbl)	Oil Price, US\$	Recoverable Gas (MMScf)	Recoverable Gas (MMSCFD)	Sales Gas (MMScf)	Gas Price, US\$/MMBTU	Gross Rev, M US\$ Oil	Gross Rev, M US\$ Gas	Total Gross Rev, M US\$	FTP	Rev after FTP	
2019	177.8	65.0	162.9	0.4	162.9	4.4	11,556.4	865.8	12,422.2	621.1	11,801.1	
2020	188.2	65.0	703.6	1.9	703.6	4.8	12,233.9	4,032.9	16,266.8	813.3	15,453.4	
2021	160.5	65.0	707.3	1.9	707.3	4.9	10,431.7	4,175.6	14,607.2	730.4	13,876.9	
2022	137.3	65.0	712.8	2.0	712.8	5.1	8,927.6	4,334.0	13,261.6	663.1	12,598.6	
2023	117.6	65.0	715.1	2.0	715.1	5.2	7,646.1	4,478.4	12,124.5	606.2	11,518.3	
2024	101.1	65.0	617.1	1.7	617.1	5.4	6,572.2	3,980.6	10,552.8	527.6	10,025.2	
2025	86.5	65.0	336.6	0.9	336.6	5.5	5,620.4	2,236.4	7,856.8	392.8	7,464.0	
2026	74.2	65.0	161.1	0.4	161.1	5.4	4,823.6	1,052.8	5,876.4	293.8	5,582.6	
2027	63.7	65.0	29.1	0.1	29.1	5.6	4,142.4	195.8	4,338.2	216.9	4,121.3	
2028	54.9	65.0	13.5	0.0	13.5	5.8	3,569.9	93.4	3,663.3	183.2	3,480.1	
2029	47.1	65.0	13.1	0.0	13.1	6.0	3,060.5	93.7	3,154.2	157.7	2,996.5	
2030	40.5	65.0	12.8	0.0	12.8	6.0	2,633.0	92.5	2,725.4	136.3	2,589.2	
2031	34.9	65.0	12.7	0.0	12.7	6.0	2,266.3	91.3	2,357.7	117.9	2,239.8	
2032	30.1	65.0	12.6	0.0	12.6	6.0	1,957.4	90.6	2,048.1	102.4	1,945.7	
2033	25.9	65.0	11.0	0.0	11.0	6.0	1,681.7	79.2	1,760.9	88.0	1,672.8	
2034	22.3	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,449.7	24.0	1,473.7	73.7	1,400.0	
2035	19.2	65.0	3.3	0.0	3.3	6.0	1,250.3	23.6	1,273.9	63.7	1,210.2	
TOTAL	1,382	64.85	4,228		4,228	5.23	89,823	25,941	115,764	5,788	109,976	
Year	Investment		Operating Cost		ASR *	Total Capital Depreciation	Cost Recovery	Recovered Cost	Unrecovered Cost	Equity To Split	ETS Pt. Alpha	ETS Government
	Tangible	Intangible	Variable	Fix								
2019	4,776.6	2,577.5	7,354.1	448.0	593.7	140.6	514.4	4,274.2	4,274.2	7,526.8	5,060.1	2,466.8
2020	-	-	-	856.7	156.4	140.6	2,611.5	3,765.3	3,765.3	11,688.2	7,857.6	3,830.6
2021	-	-	-	807.8	159.6	140.6	1,316.5	2,424.5	2,424.5	11,452.4	7,699.1	3,753.3
2022	-	-	-	768.7	162.8	140.6	680.7	1,752.7	1,752.7	10,845.9	7,291.3	3,554.5
2023	-	-	-	733.6	166.0	140.6	315.8	1,356.1	1,356.1	10,162.2	6,831.7	3,330.5
2024	-	-	-	632.4	169.3	140.6	298.5	1,240.8	1,240.8	8,784.4	5,905.4	2,878.9
2025	-	-	-	403.2	172.7	140.6	-	716.5	716.5	6,747.5	4,536.1	2,211.4
2026	-	-	-	254.0	176.2	140.6	-	570.8	570.8	5,011.8	3,369.3	1,642.5
2027	-	-	-	139.5	179.7	140.6	-	459.8	459.8	3,661.5	2,461.5	1,200.0
2028	-	-	-	111.9	183.3	140.6	-	435.7	435.7	3,044.3	2,046.6	997.7
2029	-	-	-	97.0	187.0	140.6	-	424.6	424.6	2,571.9	1,729.0	842.9
2030	-	-	-	84.6	190.7	140.6	-	415.9	415.9	2,173.3	1,461.0	712.3
2031	-	-	-	74.0	194.5	140.6	-	409.1	409.1	1,830.7	1,230.7	600.0
2032	-	-	-	65.1	198.4	140.6	-	404.1	404.1	1,541.6	1,036.4	505.2
2033	-	-	-	56.0	202.4	140.6	-	399.0	399.0	1,273.8	856.4	417.5
2034	-	-	-	43.9	206.4	140.6	-	390.9	390.9	1,009.1	678.4	330.7
2035	-	-	-	38.1	206.4	140.6	-	385.2	385.2	825.0	554.6	270.4
TOTAL	4,777	2,578	7,354	5,614	3,506	2,390	5,737	19,825	19,825	90,150	60,605	29,545

Year	FTP PT. Alpha	FTP Government	DMO	DMO Fee	Net DMO	Taxable Income	Tax	Net PT. Alpha	PT. Alpha Cashflow	Cum PT. Alpha Share	GOI Share	Cum GOI Share	POT Year
2019	417.6	203.6	2,087.8	2,087.8	-	5,477.6	2,218.4	3,259.2	(1,003.0)	(1,003.0)	4,888.8	4,888.8	-
2020	546.8	266.6	2,733.9	2,733.9	-	8,404.4	3,403.8	5,000.6	7,612.1	6,609.1	7,500.9	12,389.7	0.13
2021	491.0	239.4	2,455.0	2,455.0	-	8,190.1	3,317.0	4,873.1	6,189.6	12,798.8	7,309.7	19,699.4	-
2022	445.8	217.3	2,228.8	2,228.8	-	7,737.1	3,133.5	4,603.6	5,284.2	18,083.0	6,905.4	26,604.7	-
2023	407.5	198.7	2,037.7	2,037.7	-	7,239.3	2,931.9	4,307.4	4,623.2	22,706.2	6,461.1	33,065.8	-
2024	354.7	172.9	1,773.6	1,773.6	-	6,260.2	2,535.4	3,724.8	4,023.3	26,729.5	5,587.2	38,653.0	-
2025	264.1	128.7	1,320.5	1,320.5	-	4,800.2	1,944.1	2,856.1	2,856.1	29,585.6	4,284.2	42,937.2	-
2026	197.5	96.3	987.6	987.6	-	3,566.8	1,444.6	2,122.3	2,122.3	31,707.9	3,183.4	46,120.6	-
2027	145.8	71.1	696.2	696.2	-	2,607.3	1,056.0	1,551.4	1,551.4	33,259.2	2,327.0	48,447.6	-
2028	123.1	60.0	600.0	600.0	-	2,169.8	878.7	1,291.0	1,291.0	34,550.2	1,936.5	50,384.1	-
2029	106.0	51.7	514.4	514.4	-	1,835.0	743.2	1,091.8	1,091.8	35,642.1	1,637.8	52,021.9	-
2030	91.6	44.7	442.5	442.5	-	1,552.6	628.8	923.8	923.8	36,565.9	1,385.7	53,407.7	-
2031	79.2	38.6	380.9	380.9	-	1,310.0	530.5	779.4	779.4	37,345.3	1,169.1	54,576.8	-
2032	68.8	33.6	329.0	329.0	-	1,105.2	447.6	657.6	722.7	38,068.0	986.4	55,563.2	-
2033	59.2	28.9	282.6	282.6	-	915.5	370.8	544.7	600.8	38,668.8	817.1	56,380.3	-
2034	49.5	24.1	243.6	243.6	-	727.9	294.8	433.1	477.0	39,145.8	649.7	57,030.0	-
2035	42.8	20.9	210.1	210.1	-	597.5	242.0	355.5	393.6	39,539.4	533.2	57,563.3	-
TOTAL	3,891	1,897	19,324	19,324	-	64,497	26,121	38,375	39,539	39,539	57,563	57,563.3	0.13